

ESTADOS FINANCIEROS BAJO IFRS
COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA
LLANQUIHUE LTDA.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADOS FINANCIEROS
Al 31 de diciembre 2018 Y 2017

ÍNDICE

Informe de los Auditores Independientes	1
Estados Financieros	
Estado de Situación Financiera	3
Estado de Resultados Integrales	5
Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	7
Estado de Flujo de Efectivo	9
Notas a los Estados Financieros	13

Abreviaturas utilizadas:

\$: Pesos chilenos
M\$: Miles de pesos chilenos



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Presidente, Consejeros y Socios
Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda.

Informe sobre los estados financieros

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



Bases para la Opinión con Salvedades

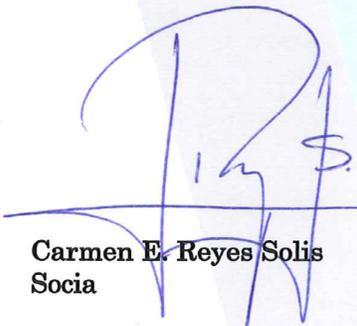
Los estados financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017 de las sociedades Central Eléctrica El Canelo SPA y Centro de Control y OP. CCO SPA, sociedades coligadas de Crell Generación SPA no han sido auditadas, de acuerdo a detalle de Inversiones permanentes detalladas en Nota 13.

Opinión

En nuestra opinión, excepto por los efectos de aquellos ajustes, de haberse requerido alguno que pudiera haber sido determinado, si se hubiesen auditado los estados financieros de la sociedad indicada en el párrafo anterior incluido en la "Base para la opinión con salvedades", los mencionados estados financieros, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los estados de resultados integrales y los correspondiente estados de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

Los estados financieros mencionados en el párrafo 1, han sido preparados para reflejar la situación financiera individual de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda., a base de los criterios descritos en Nota 2, antes de proceder a la consolidación, línea a línea, de los estados financieros de las filiales detallada en Nota 13. En consecuencia, para una adecuada interpretación, estos estados financieros individuales deben ser leídos y analizados en conjunto con los estados financieros Consolidados de Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. y filiales.



Carmen E. Reyes Solis
Socia

Gestion's Audidores & Consultores

Santiago, 22 de febrero de 2019

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
Al 31 de diciembre de 2018 Y 2017

ACTIVOS	Nota	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Activos corrientes:			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	885.563	325.814
Otros activos no financieros, corrientes	7	2.373	3.870
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	3.477.895	3.389.799
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	1.029.633	934.561
Inventarios	10	691.851	553.288
Activo por impuestos, corrientes	11	176.551	13.797
Activos mantenidos para la venta	12	233.545	1.199.047
Total activos corrientes		6.497.411	6.420.176
Activos no corrientes:			
Otros activos no financieros, no corrientes	7	74.038	50.698
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	1.175.687	1.023.579
Activos intangibles distintos a la plusvalía	14	65.878	89.737
Propiedades, planta y equipo	15	31.345.387	30.798.935
Propiedades de inversión	16	1.009.839	1.009.839
Activos por impuestos diferidos	17	193.366	155.520
Total activos no corrientes		33.864.195	33.128.308
TOTAL ACTIVOS		40.361.606	39.548.484

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
Al 31 de diciembre de 2018 Y 2017

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Pasivos corrientes:			
Pasivos financieros, corrientes	18	393.334	450.065
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	19	2.769.416	2.759.523
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	9	646.605	410.423
Pasivo por impuestos, corrientes	11	442.858	146.371
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	20	71.488	-
Otros pasivos no financieros, corrientes	21	505.047	407.885
Total pasivos corrientes		4.828.748	4.174.267
Pasivos no corrientes:			
Pasivos financieros, no corrientes	18	664.042	1.039.168
Pasivo por impuestos diferidos	17	4.909.466	4.950.532
Provisión por beneficio a los empleados, no corrientes	20	397.528	393.720
Otros pasivos no financieros, no corrientes	21	137.883	113.763
Total pasivos no corrientes		6.108.918	6.497.183
Patrimonio:			
Capital emitido		7.902.244	7.115.765
Fondo de reserva legal		2.517.853	2.517.853
Fondo reserva 2 %		51.768	34.622
Fondo Reserva Fluctuación de Valores		172.670	172.670
Otros Reservas		17.476.238	18.178.826
Excedente del ejercicio		1.303.167	857.298
Total patrimonio		29.423.940	28.877.034
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		40.361.606	39.548.484

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 Y 2017

ESTADOS DE RESULTADO POR FUNCIÓN	Nota	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	13.748.080	13.082.153
Costo de ventas	24	(11.428.960)	(10.931.937)
Ganancia Bruta		2.319.120	2.150.216
Gastos de administración	24	(1.369.208)	(1.200.374)
Resultado operacional		949.912	949.842
Otros ingresos por función	23	946.832	234.121
Otros gastos, por función.	24	(371.618)	(451.054)
Ingresos financieros	25	142.068	199.933
Costos financieros	25	(76.452)	(87.868)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8	125.876	242.588
Resultados por unidades de reajustes.	25	(5.509)	(21.718)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.711.109	1.065.844
Gastos por impuestos a las ganancias		(407.942)	(208.546)
EXCEDENTE DEL EJERCICIO		1.303.167	857.298

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 Y 2017

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES	Nota	01.01.2018 31.12.2018	01.01.2017 31.12.2017
		M\$	M\$
EXCEDENTE DEL EJERCICIO		1.303.167	857.298
Ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio			
Revalorización propiedades, plantas y equipos		-	8.215.315
Bajas de activos mantenidos para la venta		(746.584)	-
Otros ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a Patrimonio		43.997	(2.007.547)
Otros ajustes a patrimonio			17.447
TOTAL RESULTADOS INTEGRALES		600.580	7.082.513

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 Y 2017

	Capital pagado	Fondo reserva legal	Fondo reserva 2%	Cambios en Otras reservas				Reserva fluctuación de valores	Excedente del ejercicio	Total
				Revalorización propiedades, plantas y equipos	Revalorización propiedades de inversión	Revalorización de activos no monetarios disponibles para la venta	Reservas varias			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2018	7.115.765	2.517.853	34.622	21.325.436	766.752	949.118	(4.862.480)	172.670	857.298	28.877.034
Aumentos (disminución) de capital:										
Distribución excedente año 2017	840.152	-	17.146	-	-	-	-	-	(857.298)	-
Devolución de aportes	(65.042)	-	-	-	-	-	-	-	-	(65.042)
Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Integrales										
Excedente del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	1.303.167	1.303.167
Total ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio										
Ajuste bajas bienes mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	(746.585)	-	-	-	(746.585)
Ajuste por impuesto diferido	-	-	-	-	-	-	43.997	-	-	(43.997)
Otros ajustes a patrimonio	11.369	-	-	-	-	-	-	-	-	11.369
Saldo final al 31.12.2018	7.902.244	2.517.853	51.768	21.325.436	766.752	202.533	(4.818.483)	172.670	1.303.167	29.423.940

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

	Capital pagado	Reserva Art. 6 transitorio Ley 19.832	Fondo reserva legal	Cambios en otras reservas				Reserva fluctuación de valores	Excedente del ejercicio	Total
				Revalorización propiedades, plantas y equipos	Revalorización propiedades de inversión	Revalorización de activos no monetarios disponibles para la venta	Reservas varias			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2017	6.364.958	2.517.853	-	13.110.121	766.752	949.118	(2.854.933)	172.670	869.960	21.896.499
Aumentos (disminución) de capital:										
Distribución excedente año 2016	835.338	-	34.622	-	-	-	-	-	(869.960)	-
Devolución de aportes	(101.978)	-	-	-	-	-	-	-	-	(101.978)
Aportes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Integrales										
Excedente del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	857.298	857.298
Total ingresos (gastos) registrados con abono (cargo) a patrimonio										
Revalorización propiedades plantas y equipos	-	-	-	8.215.315	-	-	-	-	-	8.215.315
Ajuste por bajas de activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajuste por impuesto diferido	-	-	-	-	-	-	(2.007.547)	-	-	(2.007.547)
Otros ajustes a patrimonio	17.447	-	-	-	-	-	-	-	-	17.447
Saldo final al 31.12.2017	7.115.765	2.517.853	34.622	21.325.436	766.752	949.118	(4.862.480)	172.670	857.298	28.877.034

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 Y 2017

FLUJO NETO DEL EJERCICIO	2018	2017
	M\$	M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN:		
Recaudación deudores por venta	13.586.248	11.938.948
Pago a proveedores y personal	(12.081.507)	(10.135.919)
Otras cobros (pagos) por actividades operacionales	328.503	(65.680)
Ingresos financieros percibidos	142.068	199.933
Interés pagados	(76.452)	(87.868)
Flujo neto positivo originado por actividades de la operación	1.898.860	1.849.414
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Obtención de préstamos	-	247.470
Pago de préstamos	(451.153)	(405.193)
Devolución de capital	(65.042)	(101.978)
Aumento de capital	-	-
Flujo neto positivo (negativo) originado por actividades de Financiamiento	(516.195)	(259.701)
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Incorporación de propiedades, plantas y equipos	(1.590.250)	(1.319.411)
Venta de activos disponibles para la venta	895.000	-
Incorporación de intangibles	(11.905)	(27.792)
Venta de intangibles	-	-
Venta de propiedades plantas y equipos	-	-
Inversiones permanentes	-	-
Préstamos otorgados a empresas relacionadas	(71.020)	(548.495)
Recuperación (emisión) boletas en garantía	-	3.912
Otras inversiones	(23.340)	(15.070)
Flujo neto positivo (negativo) por actividades de inversión:	(801.515)	(1.906.856)
Flujo neto total positivo (negativo) del ejercicio	559.749	(317.143)
VARIACIÓN NETA DEL EFECTIVO DURANTE EL EJERCICIO	559.749	(317.143)
SALDO INICIAL DEL EFECTIVO	325.814	642.957
SALDO FINAL DEL EFECTIVO	885.563	325.814

COOPERATIVA REGIONAL ELÉCTRICA LLANQUIHUE LTDA.
ÍNDICE:

1. INFORMACIÓN GENERAL Y DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	13
1.1. Identificación y objeto social	13
1.2. Mercado de distribución de electricidad	13
2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	18
2.1. Bases contables	18
2.2. Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas	18
3. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES	19
3.1. Bases de presentación	19
3.1.1. Periodos cubiertos	19
3.1.2. Bases de preparación	19
3.2. Moneda funcional y de presentación	19
3.3. Compensación de saldos y transacciones	19
3.4. Instrumentos financieros	19
3.5. Estimación de deudores incobrables	20
3.6. Inventarios	20
3.7. Activos Intangibles	20
3.8. Propiedades, plantas y equipos	20
3.9. Propiedades de inversión	22
3.10. Beneficios a los empleados	22
3.11. Impuesto a la renta e impuestos diferidos	22
3.12. Provisiones	23
3.13. Reconocimiento de ingresos y gastos	23
3.14. Estado de flujo de efectivo	24
3.15. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	24
3.16. Arrendamientos	24
3.17. Deterioro del valor de los activos	25
3.18. Activos no corrientes mantenidos para la venta	25
4. ESTIMACION Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN	26
4.1. Tasaciones de propiedades, plantas y equipos	26
4.2. Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía)	26

5. Cambios contables	27
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	27
7. Otros activos no financieros, corrientes	28
8. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	28
9. Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas	30
9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	30
9.1.1 Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	30
9.1.2 Cuentas por pagar a entidades relacionadas	31
9.2 Consejo de Administración y Junta de vigilancia	32
9.2.1 Remuneración del Consejo de administración y Junta de vigilancia	32
10. Inventarios	33
11. Activos, pasivos por impuestos	33
12. Activos mantenidos para la venta	34
13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	34
14. Activos intangibles distintos a la plusvalía	35
15. Propiedad, planta y equipo	36
15.1 Vidas Útiles	36
15.2 Detalle de los rubros	36
15.2.1. Valores netos de propiedad, plantas y equipos	36
15.2.2. Valores brutos de propiedad, plantas y equipos	37
15.2.3. Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo	38
15.3 Reconciliación de cambios en propiedad, plantas y equipos	39
15.4. Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos	40
15.5. Activos sujetos a arrendamientos financieros	40
15.5.1 Valores netos de propiedades, plantas y equipos en arrendamiento financieros	40
15.5.2 Detalle de pagos por arrendamientos financieros, correspondiente a propiedades, plantas y equipos	40
16. Propiedades de inversión	41
16.1 Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	41
17. Impuestos diferidos	42
17.1. Activos y pasivos por impuestos diferidos	42
17.2. Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera	42
18. Pasivos financieros	43
18.1. Clase de pasivos financieros	43
18.2. Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos	44
18.3. Obligaciones por leasing	45
19. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46
20. Provisiones por beneficios a los empleados	46
21. Otros pasivos no financieros	46
22. Políticas de inversión y financiamiento	47

23. Ingresos por actividades ordinarias	47
23.1. Ingresos Ordinarios	47
23.2. Otros ingresos, por función	47
24. Composición de resultados relevantes	48
24.1. Gastos por naturaleza	48
25. Resultado financiero	49
26. Contingencias y Restricciones	49
26.1. Juicios pendientes	51
27. Garantías	51
27.1 Garantías directas	51
27.2 Hipotecas	51
27.3 Avals	51
28. Medio ambiente	52
29. Hechos posteriores	52

1. INFORMACIÓN GENERAL Y DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

1.1. Identificación y objeto social

La Cooperativa, obtuvo su personalidad jurídica y aprobación de sus estatutos, por Decreto Supremo N° 69 de 1951, del Ministerio de Economía.

El texto refundido del estatuto fue fijado en Junta General Extraordinaria de Socios, aprobado por Resolución Ministerial N°54 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, extracto publicado en el Diario Oficial de fecha 4 de octubre de 2002.

La Cooperativa tendrá por objeto generar, adquirir, distribuir y suministrar energía eléctrica. Se considerará dentro del objeto de la cooperativa:

- a) Adquirir energía eléctrica en baja y/o alta tensión.
- b) Transmitir, instalar, distribuir, vender y suministrar energía eléctrica.
- c) Adquirir, explotar y transferir concesiones de servicios eléctricos.
- d) Construir, mantener y explotar líneas de transmisión y de distribución de energía eléctrica, incluyendo subestaciones de poder y distribución.
- e) Crear empresas y/o participar en sociedades que el Consejo de Administración estime necesarios, previa evaluación de cada proyecto.

1.2. Mercado de distribución de electricidad

La Cooperativa distribuye energía eléctrica, abasteciendo a 28.058 clientes de la provincia de Llanquihue, Región de Los Lagos, cuyas ventas físicas alcanzaron 82,34 GWh al cierre del ejercicio 2018.

Contratos de Suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. cuenta con contratos de suministro de energía y potencia con las empresas Generadoras Colbún S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A, ahora Enel Generación S.A., con vigencia hasta diciembre 2019 en ambos casos. Adicionalmente, a partir del 01 de enero de 2015 cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones 2013-01, con Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A., ahora Enel Generación S.A., los cuales tienen vigencia hasta diciembre 2024, por Licitación 2013-03, cuenta con contrato de suministro con Empresa Nacional de Electricidad, ahora Enel Generación S.A., con vigencia hasta diciembre 2025; por Licitación 2013-03 segundo llamado, cuenta con contrato de suministro con las siguientes empresas generadoras: Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 SPA., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., Colbún S.A., San Juan SPA., Santiago Solar S.A. y Chungungo S.A. con vigencia hasta 2033, y por Licitación 2015-02, cuenta con contrato de suministro con las siguientes empresas generadoras: Aela Generación S.A., Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Ibereólica Cabo Leones I S.A., SCB II SPA., Amunche Solar S.A., con vigencia hasta 2036.

Demanda:

El crecimiento de la demanda está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar. El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N°327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD):

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- El precio de nudo promedio, calculado por la autoridad, basado a partir de enero de 2010, en el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras, como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II,
- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial.
- Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones de Distribución.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por CNE.

El 2 de abril de 2013, fue publicado el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016. Actualmente se encuentra en Contraloría General de la República el Decreto 11T, que fija las fórmulas tarifarias para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Por otro lado, cabe señalar que el 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de octubre y diciembre de 2014, se publicaron los Decretos 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales fijan precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de enero de 2011, permitiendo el traspaso de los efectos del Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía a las cuentas de los clientes finales, lo cual durante el año 2015 fue recaudado mediante el concepto de “Cuotas de Reliquidación”.

Al respecto, mediante Oficio Circular N° 13442 del 09 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se materializó a contar de enero de 2015, continuando para todo el año 2016.

Igualmente, durante 2016 se publicaron los decretos de precios de nudo promedio que fijaron precios con vigencias desde el 1 de septiembre y 1 de noviembre 2015, y 1 de enero, 1 de marzo, 1 de abril, 1 de mayo y 1 de agosto 2016. Todo lo anterior obligó a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados y a realizar las reliquidaciones respectivas, ordenadas en los Oficios Circulares de SEC Nros. 1954, 3645 y 10571, de fechas 17 de febrero, 28 de marzo y 12 de agosto 2016 respectivamente.

En octubre 2017 entra en operación la Ley de Equidad tarifaria Residencial (Ley N°20.928).

En virtud de esta medida ninguna cuenta de la luz deberá ser superior al 10% del promedio nacional, buscando con esto corregir la diferencia que hoy existe entre la comuna más cara y la más barata. Dado esto, las comunas a las cuales abastece CRELL, se vieron beneficiadas, rebajándose las cuentas de los clientes residenciales (Tarifa BT1a), y cuyo valor total a descontar a los clientes de CRELL debe ser financiado por clientes de otras empresas eléctricas, en comunas que producto de esta ley deben financiar la rebaja. Por lo tanto, los menores valores facturados a los clientes BT1a de CRELL son compensados por los valores que las otras empresas distribuidoras cobran a sus clientes para traspasar a CRELL, con desfase de un mes, por lo cual, se deben reflejar al final de cada mes, la provisión de ingresos respectiva, calculando la diferencia entre lo que se debió facturar y lo que efectivamente se facturó.

Precios de servicios asociados al suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios y pago fuera de plazo.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes.

Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

El 14 de marzo de 2014, fue publicado el Decreto 8T/2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija los precios de los servicios al suministro de electricidad vigentes a contar de dicha fecha.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. Bases contables

En reunión Ordinaria N°936 de fecha 13 de febrero de 2013, el Consejo aprueba la aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF a contar del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”), vigentes al 31 de diciembre de 2017.

2.2. Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas.

Normas y Enmiendas	Concepto	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22	Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	1 de enero de 2018
NIIF 9	Instrumentos Financieros	1 de enero de 2018
NIIF 15	Ingresos procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018
Enmienda NIIF 15	Aclaraciones, ingresos procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018
Enmienda NIIF 2	Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	1 de enero de 2018
Enmienda NIIF 9 y NIIF 4	Instrumentos Financieros y Contratos de Seguro	1 de enero de 2018
Enmienda NIC 40	Transferencias de propiedades de Inversión	1 de enero de 2018
Enmienda NIIF 1 y NIC 28	Mejoras anuales ciclo 2014-2016	1 de enero de 2018

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Intermedios, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Las nuevas normas, interpretaciones y enmiendas, no vigentes para el periodo 2018, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada son las siguientes:

Normas y Enmiendas	Concepto	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 16	Arrendamientos	1 de enero de 2019
NIIF 17	Contratos de Seguros	1 de enero de 2021
Enmienda NIIF 10 y NIC 28	Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Enmienda NIIF 9	Características de prepago con compensación negativa	1 de enero de 2019
Enmienda NIC 28	Participaciones de largo plazo en Asociada y Negocios Conjuntos	1 de enero de 2019
Enmienda NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23	Mejoras anuales ciclo 2015-2017	1 de enero de 2019
CINIIF	Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019

La administración está evaluando el posible impacto que tendrá la futura adopción de estas normas, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada. En opinión de la administración, no se espera que la aplicación futura de otras normas y enmiendas e interpretaciones tengan un efecto significativo en los Estados Financieros Intermedios.

3. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

3.1. Bases de presentación

3.1.1. Períodos cubiertos

Los presentes estados financieros de Cooperativa Regional Eléctrica de Llanquihue Ltda. comprende el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017, y los estados de cambio en el patrimonio, de resultados integrales y de flujos de efectivo por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

3.1.2. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF” o “IFRS” en inglés), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales. Los presentes estados financieros de la Cooperativa han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar activos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

3.2. Moneda funcional y de presentación

La Cooperativa ha determinado que su moneda funcional es el Peso Chileno, considerando para ello el entorno económico principal en el cual desarrollan sus actividades. Para propósitos de los estados financieros la moneda de presentación es el Peso Chileno.

3.3. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, no se compensan tanto los activos, los pasivos, los ingresos como tampoco los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

3.4. Instrumentos financieros

La compañía reconoce activos financieros y pasivos financieros en el momento que asume las obligaciones o adquiere los derechos contractuales de los mismos.

3.5. Estimación deudores incobrables

Representa la estimación de riesgos de cobranza, se provisionan los documentos en un 100% cuando presentan una morosidad sobre 91 días desde su fecha de vencimiento. Siendo este proceder apegado a las normas dictadas por Departamento de Cooperativas, en su artículo 72° de la RAE 1321 del 11-06-2013.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de estimación deudores incobrables, y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo a resultados del año.

Posteriormente, en caso que una cuenta por cobrar sea considerada de manera definitiva como incobrable, se procede a su castigo contra la respectiva estimación. Por el contrario en caso de existir un recupero posterior al castigo, se reconoce como abono a resultados del año.

3.6. Inventarios

Los inventarios de Materias primas, Envases y Embalajes, se presentan a precio medio ponderado (PMP). Los productos en proceso y productos terminados se presentan al costo de producción al precio medio ponderado (PMP) o valor neto de realización si este es inferior. Los valores así determinados no exceden a los respectivos valores de realización o reposición, según corresponde.

3.7. Activos Intangibles

Las licencias de programas informáticos adquiridos, se reconoce al costo incurrido para adquirirlas y prepararlas para su adecuado uso. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo y mantenimiento de programas informáticos, se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Si estos costos están directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la cooperativa, y que vayan a generar beneficios económicos por más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos. Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante la vida útil estimada.

3.8. Propiedades, plantas y equipos

Los terrenos y edificios de la Cooperativa se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable la que se realizará cada tres años.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos de las propiedades, planta y equipo vayan a fluir a la Cooperativa y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.

Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

3.9. Propiedades de inversión

Las propiedades de inversión incluyen fundamentalmente los terrenos, inmuebles e instalaciones mantenidos con la finalidad de obtener rentas por arriendos, para conseguir plusvalía en la inversión. No está considerado su uso en la producción o abastecimiento de bienes o servicios, así como tampoco para propósitos de uso propio.

Las propiedades de inversión se miden y registran al valor justo, reconociendo los cambios del valor justo en los resultados de cada ejercicio.

3.10. Beneficios a los empleados

3.10.1. Vacaciones del personal:

El costo de vacaciones del personal se registra como gasto en el año en que se devenga este derecho.

3.10.2. Indemnización por años de servicios (IAS):

La Cooperativa presenta esta obligación, en virtud de convenios suscritos con su personal, con base al método del valor actual de la obligación devengada al término de cada ejercicio.

3.11. Impuesto a la renta e impuestos diferidos

El impuesto a la renta se determina de acuerdo con las disposiciones tributarias vigentes. Conforme a lo establecido en el artículo N°17 del D.L. 824, la Entidad determina el impuesto a la renta proporcionalmente sobre los ingresos y gastos del período en función de las ventas realizadas a los no cooperados. Dicho porcentaje fue de un 87,4% en el ejercicio 2018 (84,11% en el ejercicio 2017).

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integrales o provienen de una combinación de negocios.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos incluye las diferencias temporarias que se identifican como aquellos importes que se estima que la Cooperativa pagará o recuperará por las diferencias entre el valor financiero de activos y pasivos y su valor tributario, así como las pérdidas tributarias vigentes y otros créditos tributarios.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, identificados como diferencias temporarias solo se reconocen en el caso de que se considere probable que la Cooperativa va tener en el futuro suficientes ingresos tributarios contra las que se puedan hacer efectivas.

3.12. Provisiones

Las provisiones corresponden a obligaciones presentes legales o asumidas, surgidas como consecuencia de sucesos pasados para cuya cancelación se espera una salida de recursos y cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes son obligaciones surgidas a raíz de sucesos pasados, cuya información está sujeta a la ocurrencia o no de eventos que están fuera del control de la Cooperativa, u obligaciones presentes surgidas de hechos anteriores, cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable, o en cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos.

La Cooperativa no registra activos ni pasivos contingentes, salvo aquellos que se deriven de los contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a la fecha de cada estado de situación financiera, para ajustarlos de forma tal que reflejen la mejor estimación de operación.

3.13. Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos provenientes de las operaciones de la Cooperativa, se registran sobre base devengada.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de la Cooperativa durante el año, siempre que dichas entradas de beneficios provoquen un incremento en el patrimonio neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio, y estos beneficios puedan ser valorizados con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valorizan por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Los ingresos y gastos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar, durante el año de devengo correspondiente.

3.14. Estado de flujo de efectivo

El estado de flujo de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el año, determinados por el método indirecto.

La Cooperativa considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar rápidamente en efectivo en un plazo inferior a tres meses y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.

Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Cooperativa, así como otras actividades que no pueden ser clasificadas como de inversión o financiamiento.

Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios, de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3.15. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso de que existiesen obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Cooperativa, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se clasifican como pasivos no corrientes.

3.16. Arrendamientos

3.16.1. Cuando la Cooperativa es el arrendatario - Arrendamiento financiero.

La Cooperativa arrienda determinadas propiedades, plantas y equipos. Para los arrendamientos en los que la Cooperativa tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o duración del contrato.

3.16.2. Cuando la Cooperativa es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedad, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.17. Deterioro del valor de los activos

A lo largo del año, y fundamentalmente a la fecha del cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal, el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada año.

Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso. Al evaluar este último valor, los flujos de caja futuros estimados se descuentan a su valor presente, utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo, para los cuales no se han ajustado estimaciones de flujos de caja futuros.

3.18. Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor libros o a valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

4. ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Cooperativa efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1. Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Cooperativa efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio.

4.2. Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).

Con fecha 24 de agosto de 2017 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°11T-2016, que fija las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, efectuados por las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, para el cuatrienio noviembre 2016 a noviembre 2020, el cual fue modificado por el Decreto N°5T-2018, publicado en el Diario Oficial del 28 de septiembre de 2018.

El 24 de marzo de 2018 fue publicado el Decreto 12T-2018 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2018, para el Sistema Eléctrico Nacional, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, el 28 de septiembre, fue publicado el Decreto 7T-2018 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2018.

Con fecha 26 de junio de 2018, fue publicado el Decreto 2T-2018, del Ministerio de Energía, que fija factor de ajuste de la potencia de las fórmulas aplicables a los suministros sujetos a precios regulados.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 19255/2018 del 04 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación del decreto que fija factor de ajuste de la potencia 2T-2018, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos que procedan deberán materializarse en la primera boleta o factura que se emitan a los clientes en los 30 días posteriores a la fecha del oficio, incluyendo las diferencias por concepto de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación del referido decreto de factor de ajuste de la potencia en las fórmulas tarifarias, conforme a la metodología establecida en

el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En los mismos Oficios, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los Decretos 2T en el Diario Oficial.

A estos efectos, el monto calculado de la referida reliquidación fue rebajado de las cuentas eléctricas de los clientes, en la facturación octubre 2018, en una sola cuota.

5. CAMBIOS CONTABLES

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018, no se efectuaron otros cambios contables en relación al ejercicio anterior.

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Caja	33.175	7.820
Fondos fijos	500	500
Bancos	73.312	74.431
Fondos mutuos	778.576	243.063
Total efectivo y equivalentes al efectivo	885.563	325.814

Los saldos clasificados como efectivos y equivalentes al efectivo no tienen restricciones de disponibilidad o de uso.

7. Otros activos no financieros, corrientes.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes	No corriente
	31.12.2018 M\$	31.12.2018 M\$
Seguros pagados por anticipado	1.433	-
Gastos anticipados	940	-
Inversiones en otras sociedades	-	73.978
Boletas de garantía	-	60
Total	2.373	74.038

Otros activos no financieros	Corrientes	No corriente
	31.12.2017 M\$	31.12.2017 M\$
Seguros pagados por anticipado	1.393	-
Gastos anticipados	2.477	-
Inversiones en otras sociedades	-	50.638
Boletas de garantía	-	60
Total	3.870	50.698

8. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

La composición del rubro a valor neto al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Deudores comerciales, neto (a)	3.314.893	3.228.563
Otras cuentas por cobrar, neto	163.002	161.236
Total	3.477.895	3.389.799

La composición del rubro a valor bruto al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Deudores comerciales, bruto	3.535.958	3.382.516
Otras cuentas por cobrar, bruto	162.785	161.236
Total	3.698.743	3.543.752

El detalle de los deudores comerciales a valor neto corriente al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Deudores comerciales, bruto	3.357.886	3.300.843
Documentos por cobrar, bruto	125.110	60.147
Tarjetas de crédito y débito	52.962	21.526
Total	3.535.958	3.382.516

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vigentes o por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

Deudores comerciales por vencer	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Con plazo menor a un mes	1.931.323	2.196.379
Con plazo entre uno y tres meses	41.550	3.126
Con plazo entre tres y seis meses	771	1.271
Con plazo entre seis y doce meses	163	735
Con plazo mayor a un año	-	-
Total	1.973.807	2.201.511

Los plazos de vencimientos de los deudores comerciales vencidos pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

Deudores comerciales vencidas	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Con vencimiento menor de un mes	983.800	822.373
Con vencimiento entre uno y tres meses	166.870	113.918
Con vencimiento entre tres y seis meses	55.928	107.110
Con vencimiento entre seis y doce meses	23.857	61.243
Con vencimiento mayor a un año	331.696	76.361
Total	1.562.151	1.181.005

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Deterioro deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Deudores comerciales	220.848	153.953
Total	220.848	153.953

9. Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas.

9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1. Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2018 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	2.386
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Otros servicios	31.12.2018	Directa	pesos	3.468
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Recuperación de gastos	31.12.2018	Directa	pesos	26.374
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Recuperación de gastos	31.12.2018	Directa	pesos	68.307
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Préstamo en pesos	31.12.2018	Directa	pesos	855.600
	El Canelo		31.12.2018	Directa	pesos	19.794
	Cencop		31.12.2018	Directa	pesos	53.704
			Total			1.029.633

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2017 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Otros servicios	31.12.2017	Directa	pesos	8.694
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Otros servicios	31.12.2017	Directa	pesos	3.105
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Recuperación de gastos	31.12.2017	Directa	pesos	18.080
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Recuperación de gastos	31.12.2017	Directa	pesos	72.577
76.205.708-5	Crell Generación SPA	Préstamo en pesos	31.12.2017	Directa	pesos	832.105
			Total			934.561

9.1.2. Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2018 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Proyectos eléctricos	31.12.2018	Directa	Pesos	449.228
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Toma de estado Arriendo de vehículos	31.12.2018	Directa	Pesos	194.742
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Servicio de capacitación	31.12.2018	Directa	pesos	2.635
			Total			646.605

Rut	Sociedad	Descripción de la transacción.	Plazo transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31.12.2017 M\$
76.095.093-9	Servicios Generales Llanquihue SPA. (SGL)	Proyectos eléctricos	31.12.2017	Directa	Pesos	278.899
76.093.424-0	Servicios Eléctricos Llanquihue (SELL).	Toma de estado Arriendo de vehículos	31.12.2017	Directa	Pesos	127.356
76.134.878-7	Otec Crell Capacitación Ltda.	Servicio de capacitación	31.12.2017	Directa	pesos	4.168
			Total			410.423

9.2. Consejo de Administración y Junta de vigilancia

Los miembros del Consejo de Administración permanecen por un periodo de 3 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

La conformidad del Consejo al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

2018	2017
Consejeros Titulares	Consejeros Titulares
Eric Ebner F. Hugo Scheel Sch. Patricia Muñoz L.	Eric Ebner F. Hugo Scheel Sch. Patricia Muñoz L.
Arturo Carrillo N. Eduardo Francke S. Udo Berner Klein Oscar Reyes A	Arturo Carrillo N. Eduardo Francke S. Udo Berner Klein Oscar Reyes A

La conformidad de la Junta de vigilancia al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

2018	2017
Integrantes	Integrantes
Hector Ruiz	Hector Ruiz
Ines Kneer B.	Ines Kneer B.
Claudio Modinger T.	Claudio Modinger T.

9.2.1. Remuneración del Consejo de Administración y Junta de vigilancia.

Detalle	2018 M\$	2017 M\$
Dieta asistencia sesiones consejo administración	85.126	79.283
Dieta asistencia sesiones junta de vigilancia	30.328	28.716
Total	115.454	107.999

10. Inventarios

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de inventarios	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Materiales	667.195	533.839
Mercaderías en tránsito	-	-
Provisión de obsolescencia	(444)	(568)
Máquinas y equipos en tránsito	9.028	9.028
Otras existencias para la venta	16.072	10.989
Total	691.851	553.288

11. Activos, pasivos por impuestos.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Activos por impuestos	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
PPM voluntario	160.220	-
Impuestos por recuperar	15.257	12.662
Crédito 4% Activo fijo	1.074	1.135
Total	176.551	13.797

Pasivos por impuestos.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Impuestos a la renta	442.858	146.371
Total	442.858	146.371

El siguiente cuadro muestra el resumen entre los activos y pasivos por impuestos.

Activos / Pasivos por impuestos, neto.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Impuestos a la renta	(266.307)	(132.574)
Total	(266.307)	(132.574)

12. Activos mantenidos para la venta.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de activos mantenidos para la venta	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Edificios	9.605	385.071
Terrenos	222.165	812.201
Instalaciones	1.775	1.775
Total	233.545	1.199.047

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

13.1. Inversión en asociadas.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	Porcentaje participación	Saldo al 01.01.2018 M\$	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31.12.2018 M\$
Servicios Eléctricos Llanquihue SpA	100%	521.350	95.355	-	-	616.705
Servicios Generales Lago Llanquihue SpA	100%	479.508	69.724	-	-	549.232
Otec Crell Capacitación Ltda.	50%	3.402	6.348	-	-	9.750
Crell Generación SpA.	100%	19.319	(45.551)	-	4.743	-
		1.023.579	125.876	-	4.473	1.175.687

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	Porcentaje de participación	Saldo al 01.01.2017 M\$	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31.12.2017 M\$
Servicios Eléctricos Llanquihue SpA	100%	443.132	78.218	-	-	521.350
Servicios Generales Lago Llanquihue SpA	100%	333.219	146.289	-	-	479.508
Otec Crell Capacitación Ltda.	50%	786	2.616	-	-	3.402
Crell Generación SpA.	100%	3.854	15.465	-	-	19.319
		780.991	242.588	-	-	1.023.579

14. Activos intangibles distintos a la plusvalía.

14.1. Composición y movimientos de los activos intangibles.

Su detalle al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de activos intangibles.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Programas y accesorios computacionales	229.718	217.813
Depreciación	(163.840)	(128.076)
Total	65.878	89.737

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Saldo inicial	89.737	96.992
Adiciones	11.905	27.792
Bajas	-	-
Depreciación	(35.764)	(35.047)
Total cambios	(23.859)	(7.255)
Saldo final	65.878	89.737

15. Propiedad, planta y equipo

15.1. Vidas Útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles establecidas para los bienes.

Vida útil para la depreciación de propiedad, plantas y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	10	30
Vida útil para planta y equipo.	2	40
Vida útil para equipamiento de tecnología de la información.	1	5
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	2	10
Vida útil para vehículos de motor.	5	5

15.2. Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2018 y 2017

15.2.1. Valores netos de propiedad, plantas y equipos.

Clase de propiedad, planta y equipo, neto	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Terrenos	412.793	412.793
Terrenos	279.865	279.865
Terrenos en leasing	132.928	132.928
Edificios	2.131.142	2.212.478
Edificios	261.858	271.720
Edificios en leasing.	1.732.060	1.799.143
Departamento	137.224	141.615
Planta y equipo	25.023.964	25.518.636
Maquinarias, equipos y herramientas	133.856	90.781
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	17.627	35.104
Líneas y subestaciones	24.628.278	25.110.454
Instalaciones y equipos eléctricos	142.105	147.672
Materiales en leasing	102.098	134.625
Equipamientos de tecnología de la información	39.193	27.537
Equipos computacionales	39.193	27.537
Instalaciones fijas y accesorios	148.521	153.585
Muebles y útiles	19.462	22.109
Muebles y útiles en leasing	36.625	45.011
Instalaciones y mejoras	92.434	86.465
Vehículos de motor	7.366	10.913
Vehículos	7.366	10.913
Proyectos en curso	3.582.408	2.462.993
Total	31.345.387	30.798.935

15.2.2. Valores brutos de propiedad, plantas y equipos.

Clase de propiedad, planta y equipo, bruto	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Terrenos	412.793	412.793
Terrenos	279.865	279.865
Terrenos en leasing	132.928	132.928
Edificios	2.540.269	2.540.269
Edificios	306.004	306.004
Edificios en leasing	2.087.893	2.087.893
Departamento	146.372	146.372
Planta y equipo	26.927.065	26.517.140
Maquinarias, equipos y herramientas	228.360	160.827
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	93.644	93.644
Líneas y subestaciones	26.197.312	25.865.465
Instalaciones y equipos eléctricos	227.044	216.499
Materiales en leasing	180.705	180.705
Equipamientos de tecnología de la información	102.154	78.489
Equipos computacionales	102.154	78.489
Instalaciones fijas y accesorios	241.958	219.018
Muebles y útiles	44.175	36.553
Muebles y útiles en leasing	49.994	49.994
Instalaciones y mejoras	147.789	132.471
Vehículos de motor	27.473	27.473
Vehículos	27.473	27.473
Proyectos en curso	3.582.408	2.462.993
Total	33.834.120	32.258.175

15.2.3. Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Edificios	409.127	327.791
Edificios	44.146	34.284
Edificios en leasing	355.833	288.750
Departamento	9.148	4.757
Planta y equipo	1.903.101	998.504
Maquinarias, equipos y herramientas	94.504	70.046
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	76.017	58.540
Líneas y subestaciones	1.569.034	755.011
Instalaciones y equipos eléctricos	84.939	68.827
Materiales en leasing	78.607	46.080
Equipamientos de tecnología de la información	62.961	50.952
Equipos computacionales	62.961	50.952
Instalaciones fijas y accesorios	93.437	65.433
Muebles y útiles	24.713	14.444
Muebles y útiles en leasing	13.369	4.983
Instalaciones y mejoras	55.355	46.006
Vehículos de motor	20.107	16.560
Vehículos	20.107	16.560
Total	2.488.733	1.459.240

15.3. Reconciliación de cambios en propiedad, plantas y equipo.

Movimientos 2018	Terreno M\$	Edificios M\$	Planta y equipo M\$	Equipamientos de tecnología de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos de motor M\$	Proyectos en curso M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01.01.2018	412.793	2.212.478	25.518.636	27.537	153.585	10.913	2.462.993	30.798.935
Adiciones	-	-	424.231	23.665	22.940	-	1.119.415	1.590.251
Revalorización	-	-	-	-	-	-	-	-
Trasposos.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bajas.	-	-	(9.837)	-	-	-	-	(9.837)
Gasto por depreciación.	-	(81.336)	(909.066)	(12.009)	(28.004)	(3.547)	-	(1.033.962)
Total cambios	-	(81.336)	(494.672)	11.656	(5.064)	(3.547)	1.119.415	546.452
Saldo final al 31.12.2018	412.793	2.131.142	25.023.964	39.193	148.521	7.366	3.582.408	31.345.387

Movimientos 2017	Terreno M\$	Edificios M\$	Planta y equipo M\$	Equipamientos de tecnología de la información M\$	Instalaciones fijas y accesorios M\$	Vehículos de motor M\$	Proyectos en curso M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01.01.2017	412.793	2.240.258	16.367.423	29.425	139.122	14.461	2.900.537	22.104.019
Adiciones	-	102.391	52.805	8.574	13.588	-	1.142.053	1.319.411
Revalorización	-	-	8.399.606	-	-	-	-	8.399.606
Trasposos.	-	(49.995)	1.569.966	228	59.398	-	(1.579.597)	-
Bajas.	-	-	(32.908)	(317)	(35.462)	-	-	(68.687)
Gasto por depreciación.	-	(80.176)	(838.256)	(10.373)	(23.061)	(3.548)	-	(955.414)
Total cambios	-	(27.780)	9.151.213	(1.888)	14.463	(3.548)	(437.544)	8.694.916
Saldo final al 31.12.2017	412.793	2.212.478	25.518.636	27.537	153.585	10.913	2.462.993	30.798.935

15.4. Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos.

En el caso de las líneas y subestaciones, que son los sometidos a reevaluación periódica, se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que es entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo donde se transen este tipo de bienes y así calcular el valor justo, considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clase de bienes como periodo total de retorno de flujos.

15.5. Activos sujetos a arrendamientos financieros

15.5.1. Valores netos de propiedades, plantas y equipos en arrendamiento financieros.

Clase de propiedad, planta y equipo en arrendamiento financiero, neto.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Terrenos en leasing	132.928	132.928
Edificios en leasing	1.732.059	1.799.143
Maquinarias, equipos y herramientas en leasing	17.627	35.104
Materiales en leasing	102.098	134.625
Muebles en leasing	36.625	45.011
Total	2.021.337	2.146.811

15.5.2. Detalle de pagos por arrendamientos financieros, correspondiente a propiedades, plantas y equipos.

Montos a pagar por arrendamientos, obligaciones por arrendamientos financieros	31.12.2018		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
No posterior a un año	260.200	(28.566)	231.634
Posterior a un año y menor a cinco años	467.207	(22.278)	444.929
Más de cinco años	-	-	-
Total	727.407	(50.844)	676.563

Montos a pagar por arrendamientos, obligaciones por arrendamientos financieros	31.12.2017		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
No posterior a un año.	263.627	(39.551)	224.076
Posterior a un año y menor a cinco años.	710.696	(49.704)	660.992
Más de cinco años	-	-	-
Total	974.323	(89.255)	885.068

16. Propiedades de inversión.

16.1. Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Su detalle al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Clases de propiedades de inversión.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Propiedad de inversión.	1.009.839	1.009.839
Total	1.009.839	1.009.839

El movimiento de propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Movimientos en propiedades de inversión.	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Saldo inicial	1.009.839	1.009.839
Adiciones.	-	-
Total cambios	-	-
Saldo final	1.009.839	1.009.839

17. Impuestos diferidos

17.1. Los activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detallan a continuación:

Activos por impuestos diferidos	31.12.2018	31.12.2017
	Activos M\$	Pasivos M\$
Provisión de vacaciones	19.933	-
Deudores incobrables	52.113	-
Provisión obsolescencia	105	-
Ingresos anticipados	103.940	-
Provisiones varias	17.275	-
Provisión energía	-	83.479
Revaluación plantas y equipos	-	4.288.800
Revaluación activos mantenidos para la venta	-	46.428
Revaluación propiedades de inversión	-	191.543
Efecto neto leasing	-	299.216
Totales	193.366	4.909.466

17.2. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se derivan de los siguientes movimientos:

Activos por impuestos diferidos	31.12.2018	31.12.2017
	Activos aumento (disminución) M\$	Pasivos aumento (disminución) M\$
Saldo inicial	155.520	4.950.532
Provisión de vacaciones	2.791	-
Deudores incobrables	17.151	-
Provisión obsolescencia	(24)	-
Ingresos anticipados	22.780	-
Provisiones varias	(4.852)	-
Provisión energía	-	13.559
Revaluación plantas y equipos	-	29.478
Revaluación activos mantenidos para la venta	-	(157.076)
Revaluación propiedades de inversión	-	17.411
Efecto neto en leasing	-	55.562
Movimiento del impuesto diferido	37.846	(41.066)
Totales	193.366	4.909.466

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas entidades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

18. Pasivos financieros, corrientes

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

18.1. Clase de pasivos financieros.

Pasivo financiero	Moneda	31.12.2018	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios	\$	161.700	219.113
Leasing financiero	UF	231.634	444.929
Total		393.334	664.042

Pasivo financiero	Moneda	31.12.2017	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios	\$	225.989	378.176
Leasing financiero	UF	224.076	660.992
Total		450.065	1.039.168

18.2. Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2018

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente	No Corriente		
				Total Corriente	Vencimiento		Total No Corriente
				31/12/2018	Más de un año y menos de tres	Más de tres años o mas	31/12/2018
				M\$	M\$	M\$	M\$
Banco Chile	\$	Al vencimiento	0,50%	66.167	-	-	-
Banco Chile	UF	Al vencimiento	0,26%	7.868	16.491	70.340	86.831
BCI	\$	Al vencimiento	0,47%	47.886	104.291	27.991	132.282
BBVA	\$	Al Vencimiento	0,48%	39.779	-	-	-
Totales				161.700	120.782	98.331	219.113

Saldos al 31 de diciembre de 2017

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente	No Corriente		
				Total Corriente	Vencimiento		Total No Corriente
				31/12/2017	Más de un año y menos de tres	Más de tres años o mas	31/12/2017
				M\$	M\$	M\$	M\$
Banco Chile	\$	Al vencimiento	0,50%	108.298	66.167	-	66.167
Banco Chile	UF	Al vencimiento	0,26%	7.384	15.537	76.525	92.062
BCI	\$	Al vencimiento	0,47%	45.247	98.536	81.632	180.168
BBVA	\$	Al Vencimiento	0,48%	65.060	39.779	-	39.779
Totales				225.989	220.019	158.157	378.176

18.3. Obligaciones por leasing

Saldos al 31 de diciembre de 2018

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente		No Corriente				Total No Corriente 31/12/2018 M\$
				Vencimiento	Total Corriente	Vencimiento				
				hasta 1 mes M\$	31/12/2018 M\$	Más de 1 año y menos de 3. M\$	Más de 3 años y menos de 5 M\$	Más de 5 años y menos de 7 M\$	Más de 7 años M\$	
BCI (1)	UF	Al vencimiento	-	2.919	36.059	68.820	-	-	-	68.820
Banco Estado (2)	UF	Al vencimiento	0,313%	14.339	175.870	361.326	-	-	-	361.326
Banco Estado (3)	UF	Al vencimiento	0,347%	580	7.130	14.783	-	-	-	14.783
BCI (4)	\$	Al vencimiento	-	1.771	12.575	-	-	-	-	-
				19.609	231.634	444.929	-	-	-	444.929

Saldos al 31 de diciembre de 2017

Banco	Moneda	Tipo Amortización	Tasa efectiva mensual	Corriente		No Corriente				Total No Corriente 31/12/2017 M\$
				Vencimiento	Total Corriente	Vencimiento				
				hasta 1 mes M\$	31/12/2017 M\$	Más de 1 año y menos de 3. M\$	Más de 3 años y menos de 5 M\$	Más de 5 años y menos de 7 M\$	Más de 7 años M\$	
BCI (1)	UF	Al vencimiento	-	2.741	33.863	74.455	30.423	-	-	104.878
Banco Estado (2)	UF	Al vencimiento	0,313%	13.294	163.049	350.252	171.983	-	-	522.235
Banco Estado (3)	UF	Al vencimiento	0,347%	534	6.570	14.246	7.058	-	-	21.304
BCI (4)	\$	Al vencimiento	-	1.671	20.594	12.575	-	-	-	12.575
				18.240	224.076	451.528	209.464			660.992

- (1) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la sociedad mantiene contratos de leasing con el Banco de Crédito e Inversiones por compra de materiales para construcción de líneas.
- (2) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la sociedad mantiene contratos de leasing con el Banco Estado por la construcción de nuevo edificio corporativo.
- (3) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la sociedad mantiene contratos de leasing con el Banco Estado por compra de terreno de nuevo edificio corporativo.
- (4) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la sociedad mantiene contrato de leasing con el Banco de Crédito e Inversiones por compra de un generador.

19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Proveedores nacionales.	2.269.245	2.570.425
Cheques por pagar.	7.033	27.008
Provisiones varias	335.672	176.068
Garantías	2.012	1.956
Retenciones	155.454	(15.934)
Total	2.769.416	2.759.523

20. Provisiones por beneficios a los empleados.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Provisión por beneficio a los empleados	Corriente	Corriente	No corriente	No corriente
	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$	31.12.2018 M\$	31.12.2017 M\$
Provisión bonos al personal	71.488	-	-	-
Provisión I.A.S.	-	-	507.661	483.520
Anticipo I.A.S.	-	-	(110.133)	(89.800)
Total	71.488	-	397.528	393.720

21. Otros pasivos no financieros.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros.	Corriente	No corriente
	31.12.2018 M\$	31.12.2018 M\$
Capital por devolver socios.	39.961	115.041
Ingresos anticipados.	465.086	-
Cheques caducos	-	1.353
Provisión patrimonio negativo EERR	-	21.489
Total	505.047	137.883

Otros pasivos no financieros.	Corriente	No corriente
	31.12.2017 M\$	31.12.2017 M\$
Capital por devolver socios.	27.107	112.410
Ingresos anticipados.	380.778	-

Cheques caducos	-	1.353
Total	407.885	113.763

22. Políticas de inversión y financiamiento

La cooperativa, dispone de flujos de ingresos que le permiten financiar sus planes y programas debidamente administrados, los que se rigen por los respectivos presupuestos de gastos e inversiones previamente aprobados por el Consejo de Administración.

23. Ingresos por actividades ordinarias.

23.1. Ingresos Ordinarios

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Ingresos de actividades ordinarias	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Ingresos por ventas de suministro eléctrico.	12.541.175	12.169.981
Ingreso por corte y reposición	1.365	7.390
Ingresos por materiales y servicios de mantención.	121.315	94.012
Otros ingresos por energía	41.810	46.977
Ingresos por venta de proyectos.	1.042.415	763.793
Total	13.748.080	13.082.153

23.2. Otros ingresos, por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Otros ingresos por función.	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Otros ingresos fuera de explotación.	946.832	234.121
Total	946.832	234.121

24. Composición de resultados relevantes.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 que se adjunta, se componen como se indica a continuación:

Gastos del Estado de Resultado por Función	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Costo de venta	11.428.960	10.931.937
Costos de administración	1.369.208	1.200.374
Otros gastos por función.	371.618	451.054
Total	13.169.786	12.583.365

24.1. Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Compra venta suministro.	8.173.523	8.219.782
Costo de proyectos.	1.351.285	988.601
Gasto de personal.	1.771.934	1.556.650
Gastos de administración.	442.210	394.587
Depreciación y amortización.	1.059.216	972.691
Total	12.798.168	12.132.311

25. Resultado financiero.

El detalle de los costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función para los ejercicios 2018 y 2017, es el siguiente:

Resultado financiero	01.01.2018 31.12.2018 M\$	01.01.2017 31.12.2017 M\$
Ingresos financieros.		
Otros ingresos financieros.	142.068	199.933
Total ingresos financieros.	142.068	199.933
Costos financieros.		
Gastos financieros.	(76.452)	(87.868)
Total costos financieros.	(76.452)	(87.868)
Unidad de reajuste.		
Total resultados por unidad de reajustes	(5.509)	(21.718)
Total resultado financiero	60.107	90.347

26. Contingencias y Restricciones

26.1. Juicios pendientes

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2018, mantiene juicios pendientes de resolución definitiva por las siguientes causas:

1°.- Juicio Ejecutivo Rol 27.254-2017 seguida ante el 5° Juzgado Civil de Santiago contra la Compañía de Seguros Penta Security.

- Naturaleza del Juicio: Ejecutivo cobro de pesos.
- Avance a la fecha: el 21 de marzo de 2018 se recibió un pago parcial por la suma de M\$32.262.
- Respuesta de la compañía: No procede, atendida su calidad de demandante.
- Evaluación de resultados: Favorable, se decretó la liquidación de los intereses y reajustes.

2°.- Juicio Ordinario “Crell con Breit II”, rol 5-2018, seguida ante el Juzgado de Letras de Puerto Varas.

- a) Naturaleza del Juicio: Cumplimiento de contrato, donde se exige el pago de M\$69.500.-, mas interes corrientes y reajustes.
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente resolución de recurso de reposición al auto de prueba.
- c) Respuesta de la compañía: No corresponde dada la calidad de demandante.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado favorable, dado que han existido ofertas de pago parcial.

3°.- Juicio Ordinario “Carrasco Araneda con Crell”, rol C-2795-2018, seguida ante el 2° Juzgado Civil de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Ordinario de indemnización de perjuicios, a raíz de los daños ocurridos en un inmueble de propiedad de la demandante, producto de un incendio ocurrido el 19 de febrero de 2018, cuyo origen, según la actora se habría debido a causa de un eventual accidente eléctrico en empalme. El monto demandado asciende a la suma de M\$121.100.-
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente resolución de una excepción dilatoria de incompetencia deducida por Crell.
- c) Respuesta de la compañía: Aún no se formula.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado favorable, debiendo rechazarse la demanda.

4°.- Juicio Ordinario “Martínez Baeza con Crell”, rol C-2112-2018, seguida ante el 1° Juzgado Civil de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Menor cuantía de indemnización de perjuicios, a raíz de los daños ocurridos en árboles y cercos de un inmueble de propiedad de la demandante, producto de una poda ocurrido el 23 de septiembre de 2017. El monto demandado asciende a la suma de M\$3.000.-
- b) Avance a la fecha: Se encuentra pendiente la audiencia de conciliación, fijada para el 28 de febrero próximo.
- c) Respuesta de la compañía: Se solicita el rechazo de la demanda.
- d) Evaluación de resultados: Se estima un resultado favorable.

5°.- Reclamo ilegalidad “Crell con Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, rol 25-2018, seguida ante Corte de Apelaciones de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Reclamo ilegalidad (artículo 19 Ley 18.410), mediante la cual se reclama de la multa cursada por resolución de SEC N° 21.753 de 28 de diciembre de 2017, la que aplica a Crell una multa de UTM 1.375.-
- b) Avance a la fecha: Se encuentra paralizado, por encontrarse pendiente de resolución el recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad deducido por Crell ante el Exmo. Tribunal Constitucional, rol 5018-18.
- c) Respuesta de la compañía: No procede dada su calidad de recurrente.
- d) Evaluación de resultados: Se postula una rebaja en el monto de la multa.

6°.- Reclamo ilegalidad “Crell con Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, rol 4-2019, seguida ante Ilma Corte de Apelaciones de Puerto Montt.

- a) Naturaleza del Juicio: Reclamo ilegalidad (artículo 19 Ley 18.410), mediante la cual se reclama de la multa cursada por resolución de SEC N° 27.008 de 28 de diciembre de 2018, la que aplica a Crell una multa de UTM 268.-
- b) Avance a la fecha: Se confirió traslado a SEC.
- c) Respuesta de la compañía: No procede dada su calidad de recurrente.
- d) Evaluación de resultados: Se postula una rebaja en el monto de la multa.

Al 31 de diciembre de 2018 no existen otras contingencias ni compromisos que requieran su revelación en los estados financieros y en sus notas explicativas.

27. Garantías

27.1. Garantías directas

La Cooperativa mantiene al 31 de diciembre de 2018 y 2017, boletas en garantía por M\$ 691.403 y M\$ 260.354 respectivamente, y letras en garantías por M\$3.000.

27.2. Hipotecas

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2018 y 2017, mantiene hipotecas sobre los siguientes bienes:

Hipoteca a favor de Telefónica del Sur S.A., sitio ubicado en Población Bellavista, comuna de Puerto Montt, para garantizar, el íntegro, eficaz y oportuno cumplimiento del Contrato Garantizado.

27.3. Avales

La Cooperativa al 31 de diciembre de 2018 se mantiene como Aval y Codeudora solidaria de Crell Generación Spa. A fin de garantizar al banco BBVA el cumplimiento íntegro y oportuno de la obligación por un crédito que asciende a M\$ 150.000.

La Cooperativa al 31 de Diciembre de 2018 se mantiene como Aval y Codeudora solidaria de Crell Generación SPA a fin de garantizar al Banco BBVA el cumplimiento íntegro y oportuno de la obligación por un crédito contraída el 9 de diciembre de 2016 que asciende a M\$ 203.382.

28. Medio ambiente

Al 31 diciembre de 2018, la Cooperativa no ha efectuado desembolsos significativos asociados a gastos medio ambientales.

29. Hechos posteriores

Entre el 31 de diciembre de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros (22 de febrero de 2019), no han ocurrido hechos de carácter financiero o de otra índole que afecten en forma significativa los saldos o interpretaciones de los presentes estados financieros.

Franco Aceituno Gandolfo
Gerente

Luis Illanes Serpa
Sub-Gerente de Administración y Finanzas