Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2018

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	30.433	28.200	2.233	8%
Activos no corrientes	66.662	64.162	2.500	4%
Total activos	**97.095**	**92.362**	**4.733**	**5%**
Pasivos corrientes	6.582	6.513	69	1%
Pasivos no corrientes	8.585	7.809	776	10%
Patrimonio	81.928	78.040	3.888	5%
Total pasivos y patrimonio	**97.095**	**92.362**	**4.733**	**5%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$4.733 respecto de diciembre de 2017, explicado por un aumento en los Activos no corrientes de MM$2.500 y en los Activos corrientes de MM$2.233.

La variación positiva de los Activos no corrientes es originada principalmente por:

a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$2.194) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con su depreciación.

La variación positiva que presentan los activos corrientes es originada principalmente por:

a) Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corrientes (MM$2.841), principalmente por mayor provisión de concepto ETR (Equidad tarifaria residencial, cobro que persigue equiparar los precios de las tarifas del cliente residencial a nivel nacional) por cobrar al sistema, así como aumento en el ciclo de reparto y cobranza de boletas y facturas, lo que aumentó los plazos de pago y mayores ventas al detalle de productos y servicios.

b) Aumento Efectivo y Equivalentes al efectivo por (MM$451), principalmente por Ingresos operacionales netos del periodo, compensado parcialmente con desembolsos en Inversiones de Activo fijo.

Lo anterior compensado parcialmente con:

Disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM$1.248), principalmente por pago de préstamo otorgado a matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$845 respecto de diciembre de 2017, explicado por un aumento en los Pasivos no corrientes de MM$776 y en los Pasivos corrientes de MM$69.

La variación positiva de los pasivos no corrientes se explica por:

a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM$ 918), principalmente debido a mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afecta a Propiedades, planta y equipo.

La variación positiva de los pasivos corrientes se explica por:

a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM$410), principalmente por mayor cantidad de facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.

b) Aumento en Otros Pasivos no financieros Corrientes (MM$320), los que corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural.

Lo anterior compensado parcialmente por:

Disminución Pasivo por impuestos corrientes (MM$527), principalmente por menor provisión de impuestos a la renta.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM$3.888, respecto de diciembre de 2017, explicado por el resultado del ejercicio (MM$5.523), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM$ 1.657).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-18	Dic-17	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	4,6	4,3	6,8%
	Razón ácida (2)	Veces	4,3	4,1	6,1%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,2	0,2	0,9%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	9.283	9.412	(1,4%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	43,4%	45,5%	(4,6%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	56,6%	54,5%	3,8%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	5.463	4.440	23,0%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,1	2,8	12,3%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	117	131	(11,0%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	106	78	35,1%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	9.283	9.412	(1,4%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	6,91%	7,45%	(7,3%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	5,83%	6,32%	(7,7%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	9,84%	10,80%	(8,9%)
	Utilidad por acción (14)	$	146,98	150,70	(2,5%)

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total } **}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \text{ X } \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{dias acum. año}} \right)$$

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \text{ X } 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \text{ x } 1{,}19} \right) \text{ X } 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Resultado Bruto de la explotación } *}{\left((\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right)}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	24.360	21.964	2.396	11%
Materias primas y consumibles utilizados	(6.831)	(4.602)	(2.229)	48%
Margen de contribución	**17.529**	**17.362**	**167**	**1%**
Gasto por beneficio a los empleados	(2.592)	(2.321)	(271)	12%
Otros gastos por naturaleza	(5.654)	(5.629)	(25)	0,4%
Resultado bruto de explotación	**9.283**	**9.412**	**(129)**	**(1%)**
Gasto por depreciación y amortización	(2.949)	(2.671)	(278)	10%
Resultado de explotación	**6.334**	**6.741**	**(407)**	**(6%)**
Resultado financiero	681	643	38	6%
Otras ganancias (pérdidas)	(102)	1	(103)	(10300%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	6.913	7.385	(471)	(6%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.390)	(1.721)	331	(19%)
Ganancia (pérdida)	**5.523**	**5.664**	**(141)**	**(2%)**

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyo respecto del año anterior, en MM$129, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de contribución de MM$167 por:

- Aumento en el margen de distribución (MM$ 586), por incremento en venta de energía de clientes residenciales, lo que además mejora la estructura de venta aumentando el margen y un mejor ingreso por la entrada en vigor en septiembre de 2018 del decreto 5T por MM$ 200 millones (ver punto 1c de principales riesgos).

- Aumento de Otros ingresos por naturaleza MM$ 287, principalmente por mayores ingresos por construcción y mantenimiento de obras de terceros y ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.

- Lo anterior compensado parcialmente con disminución del Margen de generación (MM$609), principalmente por mayor costo de combustible.

a) Mayores Gastos del personal por MM$271, principalmente por indexación por IPC e incremento en la dotación promedio. Los incrementos obedecen al crecimiento de la empresa, producto del nivel de inversiones realizado los últimos años y cumplimiento ante mayores exigencias del Regulador.

2) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$5.523, lo que implicó una disminución del MM$140 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-18 MM$	Dic-17 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	6.445	8.255	(1.810)	(22%)
de la Inversión	(4.294)	(8.680)	4.386	(51%)
de Financiación	(1.698)	(880)	(818)	93%
Flujo neto del período	**453**	**(1.305)**	**1.758**	**(135%)**
Variación en la tasa de cambio	(2)	(1)	(1)	100%
Incremento (disminución)	**451**	**(1.306)**	**1.757**	**(135%)**
Saldo Inicial	852	2.158	(1.306)	(61%)
Saldo Final	**1.303**	**852**	**451**	**53%**

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM$1.303 superior al año anterior.

El aumento del flujo neto respecto del año anterior se explica principalmente por:

1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de la operación, principalmente por menores costos operacionales netos (menor Ebitda), mayores pagos de PPM (pagos provisionales mensuales) y renta en 2018.

2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de inversión, originado por disminución en préstamos otorgados a entidades relacionadas (neto), compensado con mayores compras en Propiedades, planta y equipo.

3) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de Financiación, principalmente por mayores dividendos pagados.

IV. Mercados en que participa.

Edelaysen es una empresa verticalmente integrada (por su calidad de sistema no conectado al SEN) que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

V. Principales Riesgos.

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), tanto para los segmentos de distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requieran.

b) **Fijación de tarifas de generación.**

En los sistemas medianos como el administrado por la Sociedad, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando en cada caso los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio.

En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. Se encuentra en curso el proceso de preparación los decretos de tarifas que regirá en el período noviembre 2018 – octubre 2022.

c) **Fijación de tarifas de distribución**

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, el 24 de julio de 2018 se emitió el decreto que fija las tarifas para los próximos 4 años. Hasta esa fecha estuvo vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

En diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que

sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo contrarrestados con las reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.