

# Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados – Sistema de Transmisión del Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2016

#### I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	14.775	11.416	3.359	29%
Activos no corrientes	202.163	182.528	19.635	11%
Total activos	216.938	193.944	22.994	12%
Pasivos corrientes	46.149	56.934	(10.785)	(19%)
Pasivos no corrientes	25.275	22.172	3.103	14%
Patrimonio	145.514	114.838	30.676	27%
Total pasivos y patrimonio	216.938	193.944	22.994	12%

## 1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$22.994 respecto de diciembre de 2015, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$3.359 y en los Activos no corrientes de MM\$19.635.

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

- a) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$673), principalmente por mayores ingresos operacionales neto e importes procedentes de la emisión de acciones; compensado parcialmente con una mayor inversión en activos fijos, pago de préstamos a entidades relacionadas y de intereses.
- b) Aumento en Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (MM\$1.193), por estimaciones de ingresos que están a la espera de reliquidaciones finales por parte de la Autoridad para ser cobradas
- c) Aumento de Activos por impuestos de MM\$1.480, principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filial Sistema de Transmisión del Centro S.A (STC), producto de inversiones en líneas de Transmisión.



La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por un aumento del ítem Propiedades, plantas y equipos (MM\$23.355), debido a la construcción de nuevas líneas y subestaciones.

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución en Otros activos financieros (MM\$2.381) principalmente por recuperación del remanente crédito fiscal, originado por el impuesto específico diésel que STS adquirió al fusionarse con relacionada antigua Sagesa en el 2012 (empresa generadora).

# 2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM\$7.682, respecto de diciembre de 2015, explicado por una disminución en los Pasivos corrientes de MM\$10.785 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM\$3.103.

La disminución de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución de Otros pasivos financieros (MM\$1.120), principalmente por cambio de signo de valorización de derivado de moneda tomado por la filial STC (cuya moneda funcional es dólar). Este derivado se tomó con el fin de cubrir una parte importante del contrato de construcción de sus activos, que está indexado a UF.
- b) Disminución de Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$12.712), por pago de préstamo a matrices; compensado parcialmente con un mayor préstamo de entidad relacionada.
- c) Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$2.857), principalmente por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$4.884), debido a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo; compensado parcialmente con una disminución de Otros pasivos no financieros (MM\$1.884), debido a disminución de ingresos anticipados por cambio en una parte del contrato de peajes relacionado. Este cambio implicó devolver parte del anticipo contra un nuevo acuerdo en el que el 100% del pago del peaje se realiza en la medida que se devenga el servicio.



# 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$30.676 respecto de diciembre de 2015, principalmente por el resultado del periodo (MM\$10.995), derivado de flujo de caja perteneciente STC (MM\$409), aumento de capital (MM\$18.441) y reversa de provisión de dividendos de diciembre 2015 (MM\$4.548); compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$3.296) y ajuste de conversión de la filial STC (MM\$908).



# **Principales Indicadores:**

		Unidad	dic-16	dic-15	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,3	0,2	59,7%
	Razón ácida (2)	Veces	0,3	0,2	68,4%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,5	0,7	-28,7%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	20,4	18,8	8%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	64,6%	72,0%	(10%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	35,4%	28,0%	26,3%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	28.912	28.263	2,3%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	21,5	12,3	75,2%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	17	30	(43%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (9)	MM\$	20.104	22.166	(9%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (10)	%	8,45%	14,93%	(43,4%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (11)	%	5,35%	8,56%	(37,4%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (12)	%	9,50%	12,67%	(25,0%)
	Utilidad por acción (13)	\$	0,045	0,062	(27%)

#### Fórmulas:

(1)	Liquidez	Corriente:

(2) Razón Ácida:

(3) Deuda / Patrimonio:

## (4) Cobertura Gastos Financieros:

Resultado Bruto de Explotación\*

Costos Financieros

#### (5) Deuda CP / Deuda Total:

= Pasivos Corrientes
Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

# (6) Deuda LP / Deuda Total:

= Pasivos No Corrientes

Pasivos Corrientes + Pasivos No Corrientes

<sup>\*</sup> Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.



#### (7) Rotación de Inventarios:

\* \* Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

#### (8) Permanencia de Inventarios:

## (9) 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.

#### (10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

#### (11) Rendimiento del Activo (anualizado):

## (12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

### (13) Utilidad por acción:



# II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-16	dic-15	Diferencia	Variación
	мм\$	мм\$	мм\$	%
Ingresos de explotación	26.165	29.635	(3.470)	(12%)
Materias primas y consumibles utilizados	(397)	(466)	69	(15%)
Margen de contribución	25.768	29.169	(3.401)	(12%)
Gasto por beneficio a los empleados	(1.936)	(1.654)	(282)	17%
Otros gastos por naturaleza	(3.728)	(5.349)	1.621	(30%)
Resultado bruto de explotación	20.104	22.166	(2.062)	(9%)
Gasto por depreciación y amortización	(4.285)	(3.556)	(729)	21%
Resultado de explotación	15.819	18.610	(2.791)	(15%)
Resultado financiero	(228)	419	(647)	(154%)
Otras ganancias (pérdidas)	(12)	2	(14)	100%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	15.579	19.031	(3.452)	(18%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(4.584)	(3.900)	(684)	18%
Ganancia (pérdida)	10.995	15.131	(4.136)	(27%)

# 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto al ejercicio anterior, en MM\$2.791, lo que se explica principalmente por:

- a) Menor Margen de contribución de MM\$3.401, debido a :
  - Menor margen en Transmisión Nacional y Zonal (MM\$1.375), debido a que en el año anterior, se recibieron MM\$1.068 de ingresos adicionales por reliquidaciones (de los años 2011 a 2015), incrementando el margen en ese periodo. Adicionalmente, este año la Autoridad eliminó el Pago Anual por inyección directa en el sistema de Transmisión Zonal que las generadoras hacían a las transmisoras, impactando al margen en MM\$400 en este periodo.
  - Menores otros ingreso por naturaleza (MM\$2.218), principalmente por menor cierre de obras a terceros. En 2015 se construyeron obras importantes a terceros que significaron ingresos adicionales en ese



año. Lo anterior, también implicó un mayor costo asociado indicado en el punto c) siguiente.

- b) Mayores Gastos del personal (MM\$282), por incremento de dotación e indexación de IPC.
- c) Menores Otros gastos por naturaleza (MM\$1.621), debido a menores costos de construcción y mantenimiento de obras a terceros (subestaciones); compensado parcialmente con mayores gastos en primas de seguros y en actividades de despeje de líneas destinadas a disminuir las fallas en el sistema de transmisión provocadas por caídas de árboles o ramas.
- d) Mayores gastos en depreciación y amortización (MM\$729) por puesta en servicio de nuevas inversiones.

### 2) Resultado financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa (mayor pérdida) de MM\$647 con respecto al año anterior, principalmente por:

- a) Disminución de los resultados (menor ingreso) por Ingresos financieros (MM\$752), relacionado principalmente con la recuperación del remanente crédito fiscal (que corresponde a impuesto específico adquirido por STS en fusión con antigua Sagesa, empresa generadora) que se contabiliza con el método del interés efectivo. En 2016 el valor de este activo es menor que en 2015 por lo que los ingresos por interés son menores.
- b) Disminución de los resultados (menor ingreso) por Resultados por unidades de reajuste (MM\$109), originado por la variación del valor de la UTM, que afecta la actualización del remanente de crédito fiscal por recuperar.

Lo anterior, compensado parcialmente con un aumento de resultados (menor pérdida) por Costos financieros (MM\$188), originado por menor deuda con relacionadas promedio.

## 3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2016 obtuvo utilidades por MM\$10.995, lo que implicó una disminución de MM\$4.136 respecto de diciembre 2015.



# III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-16	dic-15	Diferencia	Variación
	мм\$	мм\$	мм\$	%
de la Operación	27.446	26.911	535	2%
de la Inversión	(32.104)	(27.001)	(5.103)	19%
de Financiación	5.329	84	5.245	6244%
Flujo neto del período	671	(6)	677	(11283%)
Variación en la tasa de cambio	1	(1)	2	0%
Incremento (disminución)	672	(7)	679	(9700%)
Saldo Inicial	74	81	(7)	(9%)
Saldo Final	746	74	672	908%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$746, mayor respecto de diciembre de 2015.

El aumento del flujo neto (variación positiva) respecto del año anterior, se explica principalmente por:

- Mayor flujo positivo de efectivo por Actividades de la operación, originado principalmente por suspensión de pago de impuestos provisionales mensuales (PPM) en el 2016 y devolución de IVA crédito fiscal por adquisición activo fijo (Art. 27 bis DL 825); compensado parcialmente con menores ingresos operacionales.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo (variación negativa), por Actividades de inversión, originado por mayores compras de propiedades, planta y equipo.
- 3) Menor flujo negativo de efectivo (variación positiva), por Actividades de financiación, originado principalmente por emisión de acciones; compensado parcialmente con mayores pagos de préstamos de entidades.



## IV. Mercados en que participa.

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación son fijados por la Autoridad Regulatoria.

STS, adicionalmente presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Con fecha 4 de marzo de 2015, la Sociedad y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía. La participación en la sociedad es de un 50,1%.

Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto de Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián – Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio.

# 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) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria y licitaciones públicas liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de transmisión de energía.

Las instalaciones de Transmisión Nacional son sometidas a licitaciones públicas en donde se fijan las tarifas y condiciones de servicio para los próximos 20 años.

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 requiera.

## b) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

El 9 de abril de 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 14 que fijó las tarifas para los años 2011 a 2014 (aplicándose de manera retroactiva, desde el 1° de enero del 2011 los valores fijados). Según lo indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015. La nueva Ley de transmisión extendió nuevamente su vigencia para los años 2016 y 2017.

La nueva Ley de Transmisión establece que las tarifas para los años 2018 y 2019 serán definidas basándose en el proceso de tarificación iniciado el año 2014. Este proceso contempla un informe técnico por parte de la CNE con el cuál las empresas pueden acudir al Panel de Expertos en caso de tener discrepancias, de no ser atendidas las observaciones presentadas a la Comisión.



Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Transmisión Zonal 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.

## c) Fijación de tarifas de Transmisión Nacional

En el marco del último proceso tarifario de Transmisión Nacional, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, la CNE realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de la Sociedad, en el que determinó que las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser de Transmisión Nacional.

La Sociedad ha calculado que cambio tuvo un impacto de menores ingresos por M\$130 millones en base anual.