Análisis Razonado de los Estados Financieros Individuales

Resultados de Sociedad Eléctrica Santiago SpA

al 31 de diciembre de 2017

1.- Resumen

Al 31 de diciembre de 2017, Sociedad Eléctrica Santiago SpA (en adelante Eléctrica Santiago o la Compañía) registró una ganancia de MUS$6.379, inferior a la ganancia de MUS$9.671 obtenida al cierre del ejercicio diciembre 2016. En términos operacionales, el EBITDA fue menor en MUS$4.130, lo cual se explica principalmente por la provisión de impuestos verdes registrada al cierre de diciembre de 2017. Cabe señalar que la generación neta al 31 de diciembre de 2017 fue 139 GWh de acuerdo al siguiente detalle: Termo Gas Eléctrica Santiago 7 GWh, Termo Diésel ESSA (Santa Lidia y Los Vientos) 16 GWh, Termo Diesel Nueva Renca 116 GWh, con combustible proporcionado por su matriz, AES Gener S.A.

A nivel no operacional, el efecto más relevante corresponde a la variación positiva de MUS$1.198 en ingresos financieros el cual está asociado a intereses intercompañía con su matriz AES Gener.

2.- Análisis del resultado

	Acumulado				Trimestre			
Resultado (MUS$)	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Var. %**	**Monto Var.**	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Var. %**	**Monto Var.**
Ingresos ordinarios								
Otros ingresos ordinarios	62.255	63.030	-1%	(775)	13.072	15.427	-15%	(2.355)
Total ingresos ordinarios	**62.255**	**63.030**	**-1%**	**(775)**	**13.072**	**15.427**	**-15%**	**(2.355)**
Costo de venta								
Costo transporte de gas	3.216	3.701	-13%	(485)	193	888	-78%	(695)
Costo uso sistema transmisión	643	727	-12%	(84)	117	174	-33%	(57)
Costo de venta productivo y otros	21.935	18.812	17%	3.123	8.411	6.570	28%	1.841
Depreciación e intangibles	19.110	18.696	2%	414	4.854	4.788	1%	66
Total costo de venta	**44.904**	**41.936**	**7%**	**2.968**	**13.575**	**12.420**	**9%**	**1.155**
Ganancia bruta	**17.351**	**21.094**	**-18%**	**(3.743)**	**-503**	**3.007**	**-117%**	**(3.510)**
Otros ingresos, por función	22	-	2200%	22	-	-	0%	-
Gasto de administración	(3.329)	(2.553)	30%	(776)	(1.127)	(537)	110%	(590)
Otras ganancias (pérdidas)	(301)	(352)	-14%	51	(353)	491	-172%	(844)
Ingresos financieros	1.684	486	247%	1.198	483	132	266%	351
Costos financieros	(3.127)	(3.030)	3%	(97)	(797)	(759)	5%	(38)
Diferencias de cambio	(3.821)	(3.233)	18%	(588)	(1.488)	312	-577%	(1.800)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**8.479**	**12.412**	**-32%**	**(3.933)**	**(3.785)**	**2.646**	**-243%**	**(6.431)**
Impuesto a las ganancias	(2.100)	(2.741)	-23%	641	1.038	(425)	-345%	1.463
Ganancia (pérdida) después de impuesto	**6.379**	**9.671**	**-34%**	**(3.292)**	**(2.747)**	**2.221**	**-224%**	**(4.968)**
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	**6.379**	**9.671**	**-34%**	**(3.292)**	**(2.747)**	**2.221**	**-224%**	**(4.968)**

Los ingresos ordinarios fueron similares disminuyendo sólo un 1% desde MUS$63.030 al 31 de diciembre de 2016 a MUS$62.255 al 31 de diciembre de 2017, a su vez los costos de venta se incrementaron en un 7%, desde MUS$41.936 al cierre del ejercicio 2016 a MUS$44.904 al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 esto debido principalmente a la provisión por impuestos verdes registrada en 2017 y un incremento en el gasto por depreciación.

A nivel no operacional, el efecto más importante corresponde a la variación positiva de MUS$1.198 en ingresos financieros el cual está asociado a intereses intercompañía con su matriz AES Gener, el cual se ve compensado por un incremento de MUS$776 en los gastos de administración y un mayor gasto por diferencias de cambio de MUS$588 que está principalmente asociado a la deuda Financiera en UF (unidad de fomento) que mantiene la Compañía, finalmente una disminución en el gasto por impuesto a las ganancias de MUS$641 asociado a la menor utilidad que presenta el año 2017 en comparación al cierre del ejercicio del año anterior.

2.1 EBITDA

Al 31 de diciembre de 2017 se registró una baja de EBITDA de un 11% equivalente a MUS$4.130 comparado con el ejercicio 2016, lo cual se explica por un menor margen bruto y un aumento en los gastos administrativos. En relación al trimestre al comparar el EBITDA del cuarto trimestre del año 2017 por MUS$3.325 con el del cuarto trimestre de 2016 de MUS$7.366 observamos una disminución de un 55% equivalente a MUS$4.041, que se explica fundamentalmente por la variación del margen bruto y los gastos de administración.

	Acumulado				Trimestre			
EBITDA (MUS$)	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Var. %**	**Monto Var.**	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Var. %**	**Monto Var.**
Margen Bruto	17.351	21.094	-18%	(3.743)	(503)	3.007	-117%	(3.510)
Depreciación e intangibles (-)	19.110	18.696	2%	414	4.853	4.788	1%	65
Gastos de administración	(3.329)	(2.553)	30%	(776)	(1.127)	(537)	110%	(590)
Otros costos no incluidos en EBITDA	398	423	-6%	(25)	102	108	-6%	(6)
EBITDA	**33.530**	**37.660**	**-11%**	**(4.130)**	**3.325**	**7.366**	**-55%**	**(4.041)**

En relación a la generación propia a diciembre de 2017 se observa una baja de 720 GWh al comparar con el cierre del ejercicio del año anterior, que se explica fundamentalmente por la menor disponibilidad de gas natural como consecuencia del acuerdo para la provisión de este combustible suscripto por la Matriz AES Gener y ENAP vigente durante parte del año 2016.

	Acumulado				Trimestre			
GENERACION	**Diciembre 2017**	**Diciembre 2016**	**Var.**	**%**	**Diciembre 2017**	**Diciembre 2016**	**Var.**	**%**
Termo Gas Eléctrica Santiago neta (GWh)	7	724	-717	-99%	0	0	0	0%
Termo Diesel ESSA (S.Lidia + Los Vientos) neta (GWh	16	47	-31	-66%	0	0	0	-124%
Termo Diesel ESSA (Nrenca) neta (GWh)	116	88	28	32%	0	3	-3	107%
Total Generación	**139**	**859**	**-720**		**0**	**4**	**-3**	

2.2 Ganancia / Pérdida del período

Al 31 de diciembre de 2017, el resultado del ejercicio disminuyó en un 34% equivalente a MUS$3.292 en comparación al cierre del ejercicio del año 2016, que se explica principalmente por: i) menor ganancia bruta por MUS$3.743, ii) mayores ingresos financieros por concepto de intereses intercompañía por MUS$1.198, iii) aumento en gastos de administración por MUS$776, iv) mayor resultado por diferencia de cambio de MUS$588 originado por una mayor depreciación del dólar en relación a la U.F. y, v) una disminución en el impuesto a las ganancias por MUS$641 asociado al menor resultado del ejercicio 2017.

Respecto a la variación negativa de MUS$588 en diferencias de cambio se explica por la depreciación del dólar y su efecto en la deuda financiera mantenida en UF (unidad de fomento).

Tipo de Cambio	diciembre 2017	diciembre 2016	Var %	diciembre 2016	diciembre 2015	Var %
Chile (CLP / US$)	614,75	669,47	-8,17%	669,47	710,16	-5,73%

3.- Análisis del balance

Balance (MUS$)	diciembre 2017	diciembre 2016	Var. %	Monto Var.
Activos corrientes	25.705	16.626	55%	9.079
Activos no corrientes	342.822	326.561	5%	16.261
Total Activos	**368.527**	**343.187**	**7%**	**25.340**
Pasivos corrientes	37.564	31.384	20%	6.180
Pasivos no corrientes	73.330	63.677	15%	9.653
Patrimonio neto	257.633	248.126	4%	9.507
Total patrimonio neto y pasivos	**368.527**	**343.187**	**7%**	**25.340**

Los activos corrientes mostraron una variación positiva de un 55% equivalente a MUS$9.079 el que se explica por un incremento de otros activos no financieros de MUS7.816 asociado principalmente a la reclasificación de los pagos anticipados a proveedores desde el largo plazo, un incremento en la cuenta de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes por MUS$1.504, una disminución en el saldo de cuentas por cobrar a su matriz AES Gener de MUS$1.150 y un incremento en el saldo de inventarios de MUS$915.

En relación a los activos no corrientes estos experimentaron un incremento de MUS$16.261 asociado a un aumento en el saldo de las cuentas por cobrar con su matriz AES Gener de MUS$13.129, un aumento en el rubro de propiedad planta y equipo e intangibles por MUS$6.675 y una disminución en otros activos no financieros de MUS$3.543 debido a la reclasificación al corto plazo de los pagos anticipados a proveedores.

Los pasivos corrientes aumentaron en un 20% correspondiente a MUS$6.180, el cual se explica principalmente por un incremento en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar por MUS$11.614 lo cual se ve compensado por una disminución en las cuentas por pagar a entidades relacionadas de MUS$4.976 y en los pasivos por impuestos corrientes de MUS$525.

En cuanto a los pasivos no corrientes estos presentaron un incremento equivalente a un 15% por MUS$9.653 principalmente debido al aumento de otras provisiones no corrientes por MUS$9.441 debido al aumento de la provisión por costos de desmantelamiento y reestructuración de las plantas de Santa Lidia y Los Vientos.

El patrimonio neto se incrementó en un 4% equivalente a MUS$9.507 que se compone principalmente de resultado del ejercicio MUS$6.379 y emisión de acciones por MUS$3.226.

4.- Indicadores

Los indicadores de liquidez activo corriente/pasivos corrientes registraron un incremento respecto al presentado a diciembre del año anterior, esto debido a que el nivel de activos corrientes aumentó en un 55% y los pasivos corrientes aumentaron un 20%.

El Pasivo Exigible aumentó un 17%, equivalente a MUS$15.833, debido a un incremento en el pasivo corriente de MUS$6.180 y del pasivo no corriente de MUS$9.653.

El indicador cobertura de gastos financieros es de 3,71 veces a diciembre de 2017 inferior al de diciembre del año anterior, esto debido al menor resultado presentado en el ejercicio 2017 comparado con diciembre 2016.

En cuanto a la rentabilidad de los activos y del patrimonio a diciembre de 2017 existe una disminución en los indicadores que se explica por el menor resultado obtenido al comparar con el ejercicio anterior.

		diciembre 2017	diciembre 2016
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	0,68	0,53
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	0,54	0,39
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	0,43	0,38
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,34	0,33
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,66	0,67
Pasivo exigible	(MUS$)	110.894	95.061
Cobertura gastos financieros	(veces)	3,71	5,10
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	257.633	248.126
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	252.844	247.213
Total activos	(millones de dólares)	368.527	343.187
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	1,73	2,82
Del patrimonio (1)	(%)	2,48	3,90
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	6,86	8,53
Utilidad/Acción (3)	(Dólares)	0,05	0,08

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos, Neto.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada período está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha

5.- Flujo de caja

Al 31 de diciembre de 2017, el saldo final de caja fue de MUS$42 un 13% menor a los MUS$48 registrados al cierre del ejercicio anterior. El flujo neto de operación del período disminuyó en un 24% equivalente a MUS$7.752 debido principalmente a un aumento en los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios, en cuanto a la actividad de inversión registró una variación de un 26% equivalente a MUS$7.903 originado por mayores cobros de préstamos a la matriz, finalmente la actividad de financiamiento presentó un aumento de un 11% por MUS$166 relacionado al pago de la deuda en UF.

	Acumulado				Trimestre			
Flujo de caja (MUS$)	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Variación**	**Variación %**	**diciembre 2017**	**diciembre 2016**	**Variación**	**Variación %**
Flujo neto de operación	24.496	32.248	(7.752)	-24%	2.001	14.366	(12.365)	-86%
Flujo neto de inversión	(22.887)	(30.790)	7.903	-26%	(1.286)	(13.776)	12.490	-91%
Flujo neto de financiamiento	(1.614)	(1.448)	(166)	11%	(739)	(649)	(90)	14%
Flujo neto total	**(5)**	**10**	**(15)**	**-150%**	**(24)**	**(59)**	**35**	**-59%**
Efecto de la variación de la tasa de cambio	(1)	14	(15)	-107%	(1)	14	(15)	-107%
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(6)	24	(30)	-125%	(25)	(45)	20	-44%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	48	24	24	100%	-	-	-	0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**42**	**48**	**(6)**	**-13%**	**(25)**	**(45)**	**20**	**-44%**

La variación negativa acumulada a diciembre de MUS$7.552 en el flujo neto de operación se explica principalmente por un aumento en los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por MUS$8.877, mayores desembolsos por impuestos a las ganancias pagados por MUS$3.111 lo cual se compensa en parte con mayores cobros procedentes de la prestación de servicios intercompañía por un total de MUS$3.937 asociado al contrato Maquila con AES Gener.

Las actividades de inversión presentaron una variación acumulada a diciembre de MUS$7.903 comparando el cierre del ejercicio 2016 que se explica por mayores cobros de préstamos a su matriz AES Gener bajo el acuerdo de cash pooling existente entre ambas sociedades por MUS$9.945 lo cual se ve compensado a su vez por un incremento en los desembolsos por compra de propiedad planta y equipo e intangibles por MUS$2.042.

El flujo neto de financiamiento presenta una variación de un 11% equivalente a MUS$166 que corresponde exclusivamente al pago de la deuda en UF que mantiene la compañía.

6.- Análisis de mercado

Eléctrica Santiago participa en el negocio de la generación de electricidad para el abastecimiento del Sistema Interconectado Central (SIC), localizado desde el sur de la II región hasta la X región. Sus operaciones se realizan a través de la central Nueva Renca con potencia bruta instalada de 379 MW que puede utilizar alternativamente diésel o gas como combustible principal y gas propano para los quemadores de ductos; la central Renca que utiliza diésel como combustible, con potencia bruta instalada de 100 MW y las centrales Santa Lidia y Los Vientos que utilizan ambas diésel, y que cuentan una potencia instalada de 139 MW y 132 MW, respectivamente.

La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

SIC		Acumulado		Trimestre	
		2017	2016	2017	2016
Variación demanda	(%)	(0,3)	0,1	0,7	1,2
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.264,1	4.134,8	4.231	4.164
Precio Spot (Quillota 220 kV)	US$/MWh	57,0	61,0	37,7	47,2

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el ejercicio acumulado a diciembre de 2017, las condiciones hidrológicas permitieron que los niveles de los embalses mostraran una disminución respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior significó disminuir la generación hidroeléctrica, pero incrementar la generación tanto solar como eólica, lo que permitió una baja de 6,6% de los costos marginales promedio del sistema comparado con igual período de 2016. Si se compara 4° trimestre 2017 con igual período de 2016 se observa una baja en los costos marginales del 20,2%.

7.- Análisis de riesgo

7.1. Riesgos de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado, se consideran tres tipos: el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio de combustible.

7.1.1. Riesgo de tipo de cambio

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base de la mencionada moneda. Asimismo, la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos a la renta en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda financiera denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. El principal concepto determinado en pesos chilenos corresponde a deuda de bonos expresada en UF. Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017, aproximadamente el 100% de los ingresos ordinarios y de los costos de venta de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses.

La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda, en base al capital adeudado, al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Moneda	diciembre 2017 %	diciembre 2016 %
Dólar	9	9
UF	91	91

Cabe señalar que, con la adquisición de la central Santa Lidia en junio de 2014, se incorporó un leasing financiero en dólares con fecha de vencimiento en el año 2039.

Los pagos de amortización del bono en UF están programados para abril y octubre de cada año. El saldo de este bono al 31 de diciembre de 2017 es de UF 865.306,38 menor al saldo registrado al cierre de diciembre de 2016 de UF 892.695,12. Por otra parte, el saldo en dólares estadounidenses del bono en UF aumentó desde MUS$35.132 al 31 de diciembre de 2016 a MUS$37.719 al 31 de diciembre de 2017 principalmente por la revaluación del peso chileno.

Para efectos de las deudas denominadas en UF, se registró una variación de un 1,7% en el valor de la UF y de un 8,1% menos del valor del dólar, lo cual implica una variación de aproximadamente MUS$3.780 en el rubro diferencia de cambio.

7.1.2. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambios en las tasas de interés de mercado se refiere principalmente a la deuda a largo plazo con tasas de interés variables.

Actualmente, el portafolio de deuda de Sociedad Eléctrica Santiago S.p.A está basado en tasa fija, mitigando en su totalidad un eventual riesgo de tasa de interés. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	diciembre 2017	**diciembre 2016**
Tasa	**%**	**%**
Tasa Fija	100	100
Tasa Variable	0	0

7.1.3. Riesgo de precio de combustible

Con fecha 2 de enero de 2014, la Compañía firmó un acuerdo de compra – venta de energía con su matriz AES Gener, el cual establece la venta de toda la energía generada por la Compañía a esta última. Bajo este mismo acuerdo, el suministro de combustible será proporcionado en su totalidad por AES Gener, ya sea diésel o GNL, para la generación de energía que requiera Eléctrica Santiago. Dadas las condiciones mencionadas previamente, a partir de 2014, los precios de combustibles ya no serán un riesgo de mercado que pueda afectar los resultados financieros de la Compañía.

7.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que Sociedad Eléctrica Santiago S.p.A establece relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores comerciales y en los activos financieros.

Con respecto a los deudores comerciales, actualmente la contraparte de Sociedad Eléctrica Santiago S.p.A es sólo su matriz AES Gener S.A. con la cual además mantiene una cuenta corriente con un saldo por cobrar al 31 de diciembre de 2017. A contar del 2 de enero de 2014, se celebró un contrato entre la Compañía y su matriz por cantidades variables según la generación efectiva de Sociedad Eléctrica Santiago S.p.A, por lo cual la única

contraparte registrada en deudores comerciales a partir de esa fecha es AES Gener S.A., con lo cual se mitiga de manera importante el riesgo de crédito. Cabe señalar que AES Gener S.A. tiene una clasificación de riesgo de grado de inversión internacional (BBB- por FItch Rating y Standard & Poors, Baa3 por Moodys) y local (A+ por Fitch Ratings y Feller Rate).

Existen políticas de caja, inversiones y tesorería en la Compañía, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito. Cabe señalar que estas políticas están alineadas con las mismas definidas por su matriz AES Gener S.A. En cuanto a las inversiones financieras que se realizan, tales como pactos de retrocompra y depósitos a plazos, incluyendo derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y Fitch y "A2" en escala Moody's.

La máxima exposición a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en Nota 9.1 La Compañía no mantiene garantías para dichos activos financieros.

7.3 Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. En adición a los flujos operacionales normales, la Compañía cuenta con una cuenta corriente con su matriz AES Gener S.A.

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS$42 registrados en efectivo y equivalente al efectivo. En tanto al cierre de diciembre de 2016, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS$48 incluidos en efectivo y equivalente al efectivo.

Los plazos de vencimiento de las obligaciones con el público y obligaciones por leasing que actualmente tiene la Compañía se detallan en Nota 17 Otros Pasivos Financieros.

7.4 Riesgos operacionales

Los riesgos operacionales se relacionan con la posibilidad de fallas o deficiencias futuras que pueden obstaculizar los objetivos estratégicos, operativos y/o financieros de la Compañía.

7.4.1 Hidrología

Las operaciones de Eléctrica Santiago en el SIC pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para el despacho de las centrales y precios en el sistema. Sin embargo, dado el contrato de maquila entre Eléctrica Santiago y su matriz AES Gener S.A. los resultados financieros no debieran verse afectados producto de la variabilidad en la hidrología.

7.4.2 Suministro de gas

Actualmente, las centrales de Eléctrica Santiago operan alternativamente con combustible diésel y GNL. El contrato de compra-venta de energía con AES Gener (contrato de maquila) garantiza el suministro de combustible para la generación de las centrales de Eléctrica Santiago, ya sea combustible diésel o GNL.

Variaciones en los precios de combustibles no representan efectos significativos en los resultados financieros de la Compañía dado el contrato de maquila que actualmente opera entre Eléctrica Santiago y su matriz AES Gener S.A.

7.4.3 Fallas operacionales

La Compañía realiza regularmente mantenimientos y mejoras operacionales a sus centrales para garantizar la disponibilidad comercial de ellas. Bajo el actual contrato de compra-venta de energía con su matriz AES Gener, la Compañía no se ve en la obligación de realizar compras en el mercado spot ante fallas operacionales, mantenimientos programados o no programados. De ésta manera, la disponibilidad de las centrales podría verse afectada sin provocar efectos significativos en los resultados financieros de la Compañía.

7.5 Riesgo Regulatorio

Eléctrica Santiago se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, la que puede abarcar diversos aspectos del negocio. El riesgo regulatorio se relaciona a potenciales cambios en la legislación vigente que pudieran afectar adversamente los resultados de la Compañía.

7.5.1 Marco Regulatorio

Como empresa de generación eléctrica, Eléctrica Santiago está sujeta a regulación relativa en diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982.

No se puede garantizar que las leyes o normas de los países en que se opera o se tienen inversiones no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización solicitada.

A partir del 1 de enero de 2017, entra en vigencia la medición de emisiones CO2, NOx, SOx y MP para efectos del cálculo del impuesto a las emisiones de fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas que, individual o conjuntamente, sumen una potencia térmica superior o igual a 50 MWT. En el caso de las emisiones de CO2, el impuesto corresponde a USD$5 por tonelada emitida. Para efectos de determinar el impuesto a pagar, la Superintendencia de Medioambiente certificará en marzo de cada año las emisiones de cada contribuyente en el año calendario anterior. El primer pago de este impuesto tendrá ocasión en abril 2018 por las emisiones correspondientes al año 2017.

7.5.2 Regulación Ambiental

Eléctrica Santiago también está sujeta a normas ambientales que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos futuros, obtener permisos reglamentarios y cumplir con ciertos límites de emisiones. Sin embargo, Eléctrica Santiago no puede garantizar que las autoridades gubernamentales puedan modificar los límites vigentes o que otorguen efectivamente cualquier autorización ambiental solicitada.

Nuevas regulaciones ambientales cada vez más exigentes están continuamente bajo desarrollo, las cuales pueden modificar las operaciones y/o requerir inversiones adicionales para cumplir con dicha regulación.

El 4 de Octubre de 2017 se publicó en Boletín Oficial la Resolución Exenta 868, del Ministerio de Medio Ambiente, la cual Aprueba el Anteproyecto Revisión Norma Calidad Primaria para Material Particulado Respirable MP10, y lo somete a Consulta Pública durante 60 días hábiles. En su versión actual, el Anteproyecto no introduce cambios significativos con respecto a la normativa vigente.

En Chile, nuevos planes de Prevención y Descontaminación Ambiental (para las Comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, y para la Región Metropolitana) desarrollados por la autoridad se encuentran en fase de aprobación, y se espera sean promulgados durante el cuarto trimestre de 2017. Estos planes fueron dados a conocer públicamente y tuvieron instancias de participación formal a través del mecanismo de Participación Ciudadana, del cual la Compañía fue parte. Los borradores públicos a los que se ha tenido acceso indicarían que es posible que la Compañía requiera adecuaciones operacionales e inversiones para cumplir con las nuevas exigencias.

7.5.2 Regulación Tributaria

Eléctrica Santiago se encuentra sujeta a la normativa tributaria vigente en Chile. Las modificaciones a las leyes o tasas impositivas tienen un efecto directo en resultados.

En enero de 2016, el gobierno aprobó la “reforma a la reforma”, en cuyo texto el Sistema de Renta Atribuida queda restringido a aquellas empresas que tengan socios o propietarios que sean personas naturales domiciliadas o residentes en Chile (contribuyentes del impuesto global complementario); o bien, que sean personas naturales o jurídicas sin domicilio o residencia en Chile (contribuyentes del impuesto adicional). Esta modificación a la reforma original no tuvo impacto en la Compañía, por cuanto ésta optó desde el principio por el Sistema Parcialmente Integrado. Asimismo, la ley de reforma tributaria incorporó un impuesto a las emisiones de fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas que, individual o conjuntamente, sumen una potencia térmica superior o igual a 50 MWT. En el caso de las emisiones de CO_2, el impuesto corresponde a USD$5 por tonelada emitida.

Para efectos de determinar el impuesto a pagar, la Superintendencia de Medioambiente certificará en marzo de cada año las emisiones de cada contribuyente en el año calendario anterior. El primer pago de este impuesto tendrá ocasión en abril 2018 por las emisiones correspondientes al año 2017. Gran parte de los contratos de venta de energía de la Compañía contienen cláusulas que permiten ajustar los contratos para incorporar el mayor costo que implica nuevos tributos, lo que mitiga el efecto negativo de este último impuesto.

****