

ANÁLISIS RAZONADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

TRANSELEC CONCESIONES S.A.

RESUMEN EJECUTIVO

Transec Concesiones, es adjudicatario de tres proyectos de obras nuevas en el Sistema Nacional de Transmisión.

Al 31 de diciembre de 2019, los siguientes proyectos se encuentran operativos:

- “Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatúr”, reconociendo la entrada en operación de la Etapa I en el último trimestre de 2017 y de la Etapa II en el último trimestre de 2019.
- Subestación Nueva Charrúa, otorgada por el CEN el 27 de julio de 2018, reconociendo la entrada en operación el 20 de julio de 2018.

Por otro lado, se ha continuado el avance en la construcción del proyecto restante “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Nueva Puerto Montt”.

En diciembre de 2018 Transec Concesiones cerró el Financiamiento de los proyectos, mediante la modalidad de Project Finance con la participación de los bancos MUFG, EDC y KfW. Ya se han recibido el desembolso por un total de MUS\$199.

ESTADO DE RESULTADOS

Transec Concesiones S.A. durante el año 2019 registró una Utilidad de MUS\$1.132. La cual es principalmente explicada por Ingresos por MUS\$9.562 asociados a los proyectos que ya se encuentran en operación. Adicionalmente existe una ganancia por diferencias de cambio por MUS\$1.292 e Ingresos Financieros por MUS\$7.367. Lo anterior es parcialmente compensado por Costos asociados a los proyectos en operación por MUS\$2.489, Costos financieros por MUS\$13.851 y Gastos de administración por MUS\$188.

Durante el año 2018 registró una Utilidad de MUS\$2.630. La cual es principalmente explicada por Ingresos por MUS\$4.935 asociados a los proyectos que ya se encuentran en operación. Adicionalmente existe una ganancia por diferencias de cambio por MUS\$1.317 e Ingresos

Financieros por MUS\$106. Lo anterior es parcialmente compensado por Costos asociados a los proyectos en operación por MUS\$1.182, Costos financieros por MUS\$896 principalmente por intereses intercompañía y Gastos de administración por MUS\$894.

BALANCE GENERAL

Al 31 de diciembre de 2019 los Activos alcanzaron MUS\$375.965, presentando un aumento de un 38% con relación al mismo periodo de 2018 (MUS\$273.289). El aumento en los Activos se explica principalmente por un aumento en los Activos No Corrientes asociado a Propiedades, Planta y Equipo, debido al avance de los proyectos en construcción. Los Activos corrientes también presentan una pequeña alza asociada a un aumento en el saldo en caja.

Al 31 de diciembre de 2019 los Pasivos y Patrimonio alcanzaron MUS\$375.9654 superior al mismo periodo de 2018 (MUS\$273.289). El aumento del total de Pasivos y Patrimonio se debe en su mayoría a un aumento de los Pasivos No Corrientes. El alza de los Pasivos No Corrientes se debe principalmente a un aumento de los Pasivos financieros debido al financiamiento de los proyectos. El aumento en Pasivos Corrientes es explicado por mayores cuentas por pagar a proveedores y mayores cuentas por pagar a entidades relacionadas.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2019, el flujo utilizado en actividades de la operación alcanzó MUS\$17.777. Éste se explica principalmente por pagos a proveedores e intereses pagados.

Durante el mismo período, el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MUS\$69.209, que se explica en su totalidad por propiedades, planta y equipo. En 2018 el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue de MUS\$108.686.

A diciembre de 2019, el flujo de efectivo procedente de actividades de financiamiento alcanzó los MUS\$100.365 disminuyendo un 11% en relación al mismo periodo de 2018 (MUS\$113.247). En 2019, el flujo es explicado por el financiamiento de los proyectos mediante deuda.

EL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN

La infraestructura de transmisión eléctrica en Chile se extiende principalmente a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está localizado a través del territorio chileno comprendido entre la localidad de Arica en el Norte de Chile y la isla de Chiloé en el sur. La operación del SEN está coordinado por un organismo técnico e independiente llamado Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Chile tiene otros 2 sistemas de transmisión eléctrica de menor magnitud, los sistemas de Aysén y Magallanes, que están localizados en el extremo sur del país.

Chile fue uno de los primeros países en el mundo en segmentar y regular (1982) y luego privatizar (principios de los noventa) su sistema eléctrico. Como consecuencia, el marco regulatorio eléctrico chileno posee más de 30 años de evolución.

El marco regulatorio que determina el funcionamiento del segmento de transmisión en Chile, se basa en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente “Ley General de Servicios Eléctricos” o “LGSE”. La LGSE y su normativa complementaria, regula las actividades de generación, transporte y distribución, las concesiones y servidumbres eléctricas y las tarifas aplicables a cada segmento, así como el organismo encargado de coordinar la operación del sistema y su funcionamiento conforme a las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones establecidas en la normativa técnica vigente y las relaciones de las empresas y particulares con el Estado.

La última reforma importante a la LGSE es la Ley N° 20.936 publicada el 20 de julio de 2016 que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional incorporando las siguientes modificaciones:

1. Nueva definición funcional de los Sistemas de Transmisión.
2. Nuevo proceso de Planificación Energética de largo plazo y Planificación de la Transmisión.
3. Nuevo esquema de tarificación y remuneración de los distintos segmentos del Sistema de Transmisión.
4. Definición preliminar de trazados de líneas de transmisión para determinadas obras nuevas, a través de un Procedimiento de Estudio de Franja, a cargo del Ministerio de Energía.
5. Nuevo régimen de Acceso Abierto universal.
6. Nueva normativa de compensaciones a usuarios finales por indisponibilidades no autorizadas de suministro, en base a estándares de seguridad y calidad previamente establecidos.
7. Crea un nuevo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, que reemplaza a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDECs).

La nueva ley de transmisión modifica los nombres de los Sistemas de Transmisión debido a la nueva definición de cada uno. Por lo tanto, los sistemas Troncal, Subtransmisión y Adicional, pasan a llamarse Nacional, Zonal y Dedicado respectivamente.

FACTORES DE RIESGO

Tanto por las características del mercado eléctrico como por la legislación y normativa que regula a este sector, la Sociedad no está expuesta a riesgos significativos al desarrollar su negocio principal. Sin embargo, es apropiado mencionar y considerar los siguientes factores de riesgo:

RIESGOS OPERATIVOS

Sin perjuicio que la administración estima que Transelec Concesiones mantiene una adecuada cobertura de riesgos de acuerdo a las prácticas de la industria, no es posible asegurar que las acciones preventivas y mitigaciones implementadas (gestión de activos, manejos de franja de seguridad, pólizas de seguros, etc.) serán suficientes para cubrir ciertos riesgos operativos, incluyendo las fuerzas de la naturaleza, daños en las instalaciones de transmisión, accidentes laborales y fallas en los equipos.

DEMORAS EN LA CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El éxito del programa de ampliaciones y nuevas obras de la red de transmisión dependerá de numerosos factores, incluyendo costo y disponibilidad de financiamiento. La construcción de nuevas instalaciones podría verse negativamente afectada por factores que comúnmente están asociados con los proyectos, incluyendo demoras en la obtención de las autorizaciones reglamentarias como las concesiones eléctricas; escasez de equipos, materiales o mano de obra, o cambios en sus precios; condiciones climáticas adversas; catástrofes naturales y circunstancias y dificultades imprevistas en la obtención de financiamiento en condiciones y tasas razonables. Cualquiera de los factores antes mencionados podría causar demoras en la conclusión parcial o total del programa de inversión de capital, como también aumentar los costos para los proyectos contemplados.

RIESGOS FINANCIEROS

Riesgo de Tasa de Interés

Cambios significativos en los valores justos y flujos de efectivo futuros de instrumentos financieros, que pueden ser atribuibles directamente a los riesgos de tasa de interés, incluyen cambios en el ingreso neto de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja se determinan con referencia a tipos de interés variable y a cambios en el valor de los instrumentos financieros cuyos flujos de caja son de naturaleza fija pueden afectar a la Compañía.

Riesgo de Tipo de Cambio

La mayoría de los flujos de la Compañía están denominados en Dólares y dado que ésta es su moneda funcional, no existe una exposición importante al tipo de cambio.

Riesgo de Liquidez

Riesgo de liquidez es el riesgo que la empresa no pueda satisfacer una demanda de dinero en efectivo o el pago de una deuda al vencimiento. El riesgo de liquidez incluye también el riesgo de no poder liquidar activos en forma oportuna a un precio razonable.

Riesgo de Crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad de transmisión de electricidad, este riesgo es históricamente muy limitado en la industria dado la naturaleza de negocio de los clientes de la Compañía y el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual hace que no se acumulen montos significativos.

INSTITUCIONALIDAD AMBIENTAL Y APLICACIÓN DE NORMATIVAS Y/O POLÍTICAS MEDIOAMBIENTALES

Las operaciones de Transelec Concesiones están sujetas a la Ley N°19.300/1994 sobre Bases Generales del Medio Ambiente (“Ley Ambiental”) y sus modificaciones posteriores. La Ley Ambiental exige que los titulares de proyectos nuevos o modificaciones de líneas de transmisión de alto voltaje y subestaciones eléctricas, se sometan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y presenten Estudios de Impacto Ambiental (EIA) o Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), según corresponda, para que dichos proyectos sean evaluados y calificados ambientalmente por las respectivas Comisiones de Evaluación Ambiental, y tengan como resultado final la aprobación mediante una resolución de calificación ambiental. Adicionalmente, la normativa establece que el titular del proyecto podrá solicitar al Servicio de Evaluación Ambiental un pronunciamiento sobre si un proyecto o su modificación deben someterse al SEIA. Estas presentaciones se denominan cartas de pertinencia de ingreso al SEIA.

Sin perjuicio que la Compañía cumpla con los requisitos ambientales de la Ley Ambiental, no es posible asegurar que estas presentaciones (EIA, DIA o Carta de Pertinencia) ante la autoridad ambiental serán aprobados por las autoridades gubernamentales, ni que la posible oposición pública no generará demoras o modificaciones en los proyectos propuestos, ni tampoco que las leyes y reglamentos no cambiarán o serán interpretados en un sentido que pueda afectar adversamente las operaciones y planes de la empresa, puesto que la nueva institucionalidad, en toda su capacidad, está en marcha y en perfeccionamiento.

