



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Razón reseña:
**Anual y Cambio de Tendencia
de Clasificación**

A n a l i s t a

Hernán Jiménez A.

Tel. (56) 22433 5200

hernan.jimenez@humphreys.cl

Transelec S.A.

Enero 2018

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16º
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 224335200 – Fax 224335201
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

| Categoría de riesgo | |
|---|--|
| Tipo de instrumento | Categoría |
| Líneas de bonos y bonos Tendencia EEFF base | AA- Favorable¹ sep-17 |

| Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda | |
|---|---|
| Línea a 25 años Serie D (BNTRA-D) | Nº 481 de 09.11.2006 Primera Emisión |
| Línea a 10 años Línea a 30 años Serie H (BNTRA-H) | Nº 598 de 31.07.2009 Nº 599 de 31.07.2009 Primera Emisión |
| Serie K (BNTRA-K) | Segunda Emisión |
| Serie M (BNTRA-M) | Tercera Emisión |
| Serie N (BNTRA-N) | Tercera Emisión |
| Línea a 10 años Línea a 30 años Serie Q (BNTRA-Q) | Nº 743 de 05.02.2013 Nº 744 de 05.02.2013 Primera Emisión |
| Línea a 10 años Línea a 30 años | Nº 833 de 03.06.2016 Nº 834 de 03.06.2016 |

| Estado de Resultados Consolidado, IFRS | | | | | | |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| MM\$ | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | sep-16 | sep-17 |
| Ingresos de Actividades Ordinarias | 219.949 | 250.525 | 276.737 | 281.715 | 214.606 | 207.926 |
| Costo de Ventas | -71.986 | -75.950 | -83.121 | -77.682 | -57.382 | -60.813 |
| Ganancia bruta | 147.962 | 174.575 | 193.616 | 204.033 | 157.223 | 147.114 |
| Gasto Administración y Venta | -14.742 | -17.609 | -16.842 | -22.591 | -15.645 | -14.922 |
| Resultado Operacional | 133.220 | 156.965 | 176.774 | 181.442 | 141.579 | 132.192 |
| Gastos Financieros | -48.473 | -56.710 | -59.138 | -65.459 | -48.267 | -52.063 |
| Utilidad Neta | 64.607 | 66.773 | 83.628 | 80.983 | 64.783 | 61.581 |
| EBITDA ² | 174.593 | 215.159 | 238.806 | 238.497 | 184.506 | 174.923 |

¹ Tendencia anterior: Estable.

² Calculado como Ganancia bruta menos los Gastos de administración más Otras ganancias (pérdidas) más Depreciación y amortización.

| Estado de Situación Financiera Consolidado, IFRS | | | | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| MM\$ | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | sep-16 | sep-17 |
| Activos Corrientes | 209.451 | 128.514 | 92.078 | 124.719 | 122.023 | 139.866 |
| Activos No Corrientes | 1.969.931 | 2.028.552 | 2.157.149 | 2.182.103 | 2.179.176 | 2.190.349 |
| Total Activos | 2.179.381 | 2.157.066 | 2.249.227 | 2.306.822 | 2.301.199 | 2.330.215 |
| Pasivos Corrientes | 238.758 | 96.930 | 257.921 | 92.253 | 63.515 | 89.680 |
| Pasivos No Corrientes | 1.053.528 | 1.254.884 | 1.200.658 | 1.442.089 | 1.439.028 | 1.453.669 |
| Total Pasivos | 1.292.286 | 1.351.814 | 1.458.579 | 1.534.342 | 1.502.542 | 1.543.349 |
| Patrimonio | 887.096 | 805.252 | 790.649 | 772.481 | 798.656 | 786.866 |
| Total Pasivos y Patrimonio | 2.179.381 | 2.157.066 | 2.249.227 | 2.306.822 | 2.301.199 | 2.330.215 |
| Deuda Financiera Total | 1.150.751 | 1.248.215 | 1.358.639 | 1.415.472 | 1.394.929 | 1.410.132 |

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Transelec S.A. (Transelec) es una empresa de transmisión eléctrica que opera tanto en el nuevo Sistema Eléctrico Nacional. A diciembre de 2016, la compañía cuenta con un total de 9.609 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de entre 66 kV y 500 kV conectadas a 57 subestaciones en ambos sistemas.

Transelec es dueña del 81% de las líneas de 500 kV construidas, tiene una participación de 42% como propietario de líneas de 200 kV, y además posee un 86% en líneas de 154 kV y el 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 kV.

En 2016, la empresa generó ingresos por US\$ 420,8³ millones y un EBITDA de US\$ 357,5 millones. Por su parte, en los nueve primeros meses de 2017, sus ingresos alcanzaron a US\$ 325,9 millones⁴, con un EBITDA de US\$ 275,4 millones, mientras que su deuda financiera al 30 de septiembre de 2017 ascendía al equivalente de US\$ 2.210 millones, compuesta en un 52,1% por bonos emitidos en Chile, 46,0% por papeles colocados en EE.UU. y 1,9% por otras obligaciones financieras.

La tendencia de la clasificación cambia de "Estable" a "Favorable" en atención a que el comportamiento de los flujos exhibidos por **Transelec** ha fortalecido el Indicador de Cobertura Global⁵, de acuerdo con la

³ Tipo de cambio usado: & 669,47/USD

⁴ Tipo de cambio usado: \$ 637,93/USD

⁵ El Indicador de Cobertura Global es calculado como la relación entre el valor presente del EBITDA proyectado como el último valor anualizado y sin crecimiento para el periodo del análisis hasta el periodo de vigencia de los bonos, descontado a la tasa de interés de los mismos, y el valor de la deuda financiera.

estructura del perfil de la deuda, mitigando en parte el elevado nivel de endeudamiento relativo que presenta la compañía, el cual podría ser cubierto con el valor presente de los flujos generados.

La clasificación de riesgo de los títulos de deuda emitidos por **Transelec** en "Categoría AA-" se fundamenta, principalmente, en las características del negocio, con importantes economías de escala y un ambiente adecuadamente regulado. Esto genera una elevada relación del EBITDA, como porcentaje del ingreso y una adecuada estabilidad de sus ingresos y costos operacionales. En efecto, considerando que la transmisión eléctrica es intensiva en inversión, pero con una estructura de bajos costos operativos, las ganancias operacionales representan un porcentaje importante de los ingresos del emisor (la razón EBITDA/ingresos se ha mantenido por encima del 80% en los últimos años).

Por su parte, la estabilidad de flujos se ve favorecida porque los ingresos de **Transelec** no dependen materialmente del volumen de energía transmitido, ya que en el caso de las instalaciones de transmisión nacional (64% de los ingresos) y los sistemas adicionales (17% de los ingresos), las tarifas remuneran el derecho a uso de sus instalaciones. En consecuencia, si a la existencia de un marco regulatorio regido por criterios técnicos e institucionalmente sólidos, se suma la importancia de la industria energética para el desarrollo del país, se puede concluir que el riesgo propio de la actividad presenta una fuerte correlación con el riesgo general del país.

A su vez, esta clasificación se fundamenta en la capacidad mostrada por el emisor, y ratificada en los hechos, para acceder a diversas fuentes de financiamiento, nacionales e internacionales, característica que le permite una adecuada flexibilidad para financiar sus inversiones y/o refinanciar sus pasivos, pero además aprovechar las oportunidades de tasas que se presenten en mercados específicos. Esta flexibilidad financiera reduce los riesgos de refinanciamiento producto de una menor liquidez en el mercado local.

En forma complementaria, se evalúa como positivo el liderazgo de la compañía en el negocio de la transmisión eléctrica, lo que conlleva un amplio *know-how* tanto en la construcción de nuevas instalaciones, como en la operación de las mismas. Dado ello, a juicio de **Humphreys**, la compañía dispone del conocimiento técnico necesario para evaluar de manera adecuada los negocios no regulados ligados a contratos directos con grandes clientes.

La clasificación también valora que el plan de inversión de la compañía esté distribuido en múltiples proyectos distintos (por lo tanto existe diversificación), enmarcados en el giro habitual de la sociedad. Además, las inversiones de carácter forzoso, dado los montos involucrados, no presionan significativamente el flujo de caja del emisor.

Desde otra perspectiva, la categoría de riesgo asignada se encuentra supeditada al nivel de endeudamiento relativo respecto de su generación anual de flujos. Considerando los datos a septiembre de 2017, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 6,1 veces y una relación EBITDA sobre gastos

financieros de aproximadamente de 3,3 veces. Mientras que la relación deuda financiera a Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP) es de 9,3 veces.

Otro aspecto analizado es la exposición a cambios normativos, tanto en el ámbito eléctrico como de las exigencias ambientales. Eventuales modificaciones en estas áreas podrían presionar los ingresos de la compañía, incrementar sus costos o, incluso, cambiar el modelo de negocio (esto último, en opinión de **Humphreys**, con muy baja probabilidad de ocurrencia considerando, como ya se mencionó, las características técnicas con que se norma el sector eléctrico en Chile).

Con todo, se debe tener en consideración que la estabilidad de los flujos de caja del emisor y el bajo riesgo del negocio facultan a **Transelec** para enfrentar un endeudamiento más elevado que empresas de igual clasificación. Lo anterior, sumado a que la viabilidad de largo plazo del sector permite un mayor nivel de endeudamiento, debido a la alta factibilidad de estructurar deudas de largo plazo o refinanciar los pasivos.

Otro factor de riesgo considerado dice relación con la concentración de clientes. De hecho, el 77,0% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2017, provino de tres clientes: Enel Generación con un 42%; Aes Gener con un 17%, y Colbún con un 18%. Sin perjuicio de esta exposición a un grupo reducido de clientes, el riesgo se ve fuertemente atenuado por el hecho que los principales clientes presentan un nivel de solvencia adecuado (Enel Generación: AA; Colbún: AA-).

A futuro, la clasificación de riesgo podría verse favorecida si la sociedad mejora la relación entre deuda financiera y capacidad anual de generación de flujos en un contexto que implique planes de inversión que no comprometan, significativamente, sus flujos futuros y/o asegure un nivel de flujo suficiente que permita hacer frente al total de la deuda financiera dentro del plazo de duración de ésta.

Asimismo, para mantener la clasificación es necesario que el emisor no incremente de manera importante su endeudamiento relativo, de forma que la razón deuda financiera a EBITDA, salvo excepciones transitorias, se mantenga en niveles no superiores a las 6,5 veces.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Los ingresos no responden, mayormente, a los volúmenes de energía transmitidos, sino que provienen, en su mayoría, del derecho de utilizar las instalaciones, independiente de la participación de mercado. Ello asimila el riesgo de los ingresos al riesgo país.
- Elevada y estable capacidad de generación de flujos. El margen EBITDA ha promediado un 80% desde 2010 a la fecha.

Fortalezas complementarias

- Importancia del sector eléctrico para el desarrollo y funcionamiento del país.
- Competencia limitada y altas barreras a la entrada.
- Elevado acceso a las fuentes de financiamiento.

Fortalezas de apoyo

- Experiencia y apoyo de los accionistas, quienes poseen amplias inversiones en el negocio eléctrico en América Latina, Estados Unidos y Canadá.
- Principal operador en su sector.

Riesgos considerados

- Alta concentración de clientes (riesgo atenuado por la elevada solvencia de los principales deudores).
- Alto nivel de deuda, en relación con otros emisores de similar *rating* (riesgo controlable).
- Sector sujeto a marcos regulatorios susceptibles de cambios (riesgo bajo).

Definición de categoría de riesgo

Categoría AA

Corresponde a aquellos instrumentos con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

"-": Corresponde a los títulos de deuda con mayor riesgo relativo dentro de su categoría.

Tendencia Favorable

Corresponde a aquella clasificación que podría mejorar como consecuencia de la situación o tendencia mostrada por el emisor.

Hechos recientes

Resultados 2016

Los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 281.715 millones en 2016, lo que representa un aumento de 1,8% respecto de igual período de 2015. Esta alza radicó, principalmente, en la renegociación de contratos con

Enel y la puesta en servicios de nuevos proyectos, y, en menor medida, en los efectos macroeconómicos (indexación y tipo de cambio).

Los costos de explotación subieron un 2,1% a \$ 77.682 millones. De ellos, el 64,7% correspondió a depreciación de los activos fijos, mientras que el 35,0% restante a costo de personal, suministro y servicios contratados. Por su parte, los gastos de administración y ventas aumentaron en un 9,7%.

De esta forma, el EBITDA⁶ de la compañía finalizó 2016 en \$ 239.357 millones presentando así un margen EBITDA igual a 85,0%, cifra que en 2015 fue de 86,6%. Las utilidades del periodo se redujeron un 3,2% totalizando \$80.983 millones.

Resultados a septiembre de 2017

Entre enero y septiembre de 2017, los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 207.926 millones, lo que representa una disminución de 3,1% respecto de igual período de 2016. Esta caída responde a que los ingresos del 2016 incluían una partida extraordinaria por la renegociación de contratos con el grupo Enel, por lo que al no considerarla, los ingresos serían un 2,2% mayor que los de 2016.

Los costos de explotación llegaron a \$ 75.735 millones presentando un aumento de 3,7%, en particular por el incremento en los costos fijos de venta que registraron un alza de 11,2% mientras que los gastos de administración se redujeron un 0,6% con respecto al mismo trimestre del año anterior. La depreciación de los bienes de activo fijo representa un 52,8% de los costos antes mencionados. De esta forma, el EBITDA de la compañía fue de \$175.677 millones, cifra un 5,1% menor con respecto del mismo periodo de 2016, mientras que el margen EBITDA de la compañía se contrajo a un 84,5%. Este último resultado en los nueve primeros meses de 2016 fue de 86,3%.

En tanto, la deuda financiera de la compañía fue de \$1.410.132 millones, lo que implica un incremento de 1,1% respecto del mismo periodo de 2016.

Oportunidades y fortalezas

Fortaleza de la demanda: La operación del negocio responde a una demanda por capacidad de transmisión y transformación de electricidad, sector en constante crecimiento, que ha ido a la par de la expansión del PIB y que presenta baja sensibilidad a períodos de crisis económicas (en 2009 la generación bruta no cayó, a pesar de la contracción del PIB durante ese año). Hay que destacar, desde el 1 de enero de 2018 los ingresos de **Transelec** no dependen de la demanda eléctrica, ya que las tarifas remuneran el derecho a uso de sus instalaciones de transmisión nacional e instalaciones dedicadas a clientes privados, ingresos que

⁶ En este apartado se presenta el EBITDA reportado por la compañía en sus estados financieros. En el resto del informe, el EBITDA corresponde al calculado por esta clasificadora

aumentan en la medida que sea necesario construir nuevas instalaciones de transporte de electricidad; a diferencia de las instalaciones de zonales, cuya remuneración dependía del volumen de electricidad transmitido⁷ hasta diciembre de 2017.

Importancia del sector eléctrico: El crecimiento económico y el funcionamiento normal del país requiere de un suministro eléctrico seguro y estable en el largo plazo. Por ello, independiente de la situación financiera de las empresas generadoras, en un momento particular, se puede presumir que las autoridades económicas contarán con el apoyo político para tomar medidas que aseguren el normal abastecimiento de la energía. Desde esta perspectiva, el desenvolvimiento del negocio de transmisión presenta un bajo riesgo en términos de su viabilidad de mediano y largo plazo.

Considerando la importante participación de **Transelec** en las líneas de transmisión de alta y muy alta tensión (154, 220 y 500 kV), resultan esenciales las operaciones del emisor para el normal funcionamiento del mayor sistema eléctricos del país.

Elevada capacidad de generación de flujos: El negocio de transmisión es intensivo en inversión fija, pero de bajo costo operativo, lo que implica elevados márgenes operacionales. Producto de esta situación, una alta proporción de los ingresos se traduce, efectivamente, en disponibilidad de caja para el emisor. En los últimos cuatro años, el EBITDA de la empresa ha representado siempre cerca del 85% de los ingresos y ha promediado un 81,7% desde 2010 a la fecha.

Experiencia y apoyo de los accionistas: Los propietarios de la compañía—el consorcio canadiense compuesto por Broolfield Asset Management (BAM), Canadian Pension Plan Investment Board (CPP), British Columbia Investment Management Corp. (bcIMC) y Public Sector Pension Investment (PSP)—poseen una elevada fortaleza financiera con activos, a diciembre de 2016, iguales a US\$ 160 mil millones en el caso de BAM, de US\$ 298 mil millones en el caso de CPP, de US\$ 101,9 millones en el caso de bcIMC (marzo 2017) y de US\$ 23,5 mil millones en el caso de PSP (a marzo de 2017). BAM posee amplia experiencia en el negocio eléctrico de Estados Unidos, Canadá y Brasil, incluyendo el negocio de transmisión en estos países.

Cabe señalar, que **Transelec** informó que BAM firmó un contrato de compraventa de su participación con la compañía China Southern Power Grid, manteniéndose en la operación a la espera de las respectivas autorizaciones por parte del gobierno de la República Popular de China, a la fecha de la clasificación.

Buen acceso a las fuentes de financiamientos externos: La empresa ha mostrado, en los hechos, que tiene un adecuado acceso a los créditos de bancos e inversionistas, tanto locales como extranjeros. Durante el año 2016, se colocó en el exterior un bono por US\$ 350 millones y durante el 2017 renegoció sus líneas de crédito de hasta US\$ 250 millones. Debe tenerse en consideración que las características del negocio de

⁷ Cabe señalar que en 2016 se aprobó una nueva ley de transmisión que cambia la remuneración de los tramos zonales, los que se retribuirían por el derecho a uso de estas instalaciones desde el 1 de enero de 2018.

Transelec, sumado a la seriedad regulatoria del mercado eléctrico chileno, dan a la empresa un buen perfil como sujeto de crédito.

Factores de riesgo

Concentración de clientes: El 79% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2017, provino de tres clientes: Enel Generación 46%; Aes Gener 16% y Colbún 17%. Sin perjuicio de esta exposición a un grupo reducido de clientes, el riesgo se ve fuertemente atenuado por el hecho que los principales clientes presentan un nivel de solvencia adecuado, ya que Enel Generación cuenta con una clasificación “*Categoría AA*” y Colbún con “*Categoría AA-*”.

Riesgo financiero: Considerando datos a septiembre de 2017, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 6,1 veces y una relación EBITDA sobre gastos financieros de, aproximadamente, 3,3 veces. Mientras que la deuda financiera (relativa al FCLP de la compañía) es de 9,3 veces a esa misma fecha. Con todo, se debe tener en consideración la estabilidad de los flujos del emisor, dada por el robusto marco regulatorio y la viabilidad de largo plazo del sector, situación que permite un mayor nivel de endeudamiento, debido a la alta factibilidad de estructurar deudas de largo plazo o refinanciar los pasivos. Sin perjuicio de ello, en los hechos, los ratios mencionados podrían ser considerados elevados por el mercado y, por ende, reducir el acceso al crédito de la compañía.

Leyes y normativas reguladoras: Considerando las regulaciones específicas que afectan al sector eléctrico, el emisor no está inmune a los posibles cambios que pudiese experimentar la legislación sectorial, incluyendo reformas a la normativa sobre tarificación de transmisión eléctrica o en las tarifas fijadas bajo la ley actualmente vigente. Asimismo, la ejecución de los nuevos proyectos debe someterse a normas medio-ambientales que podrían incrementar sus niveles de exigencia a través del tiempo. No obstante, se considera como atenuante que las legislaciones sectoriales del país han tendido a ser analizadas y modificadas bajo criterios técnicos.

Antecedentes generales de Transelec

Historia

El desarrollo del actual sistema de transmisión de **Transelec** se inicia en 1943 con la creación de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. como filial de la Corporación de Fomento a la Producción, CORFO.

Esta entidad estatal desarrolló el Plan de Electrificación en todo el territorio nacional, construyendo centrales generadoras y líneas de transmisión que con el tiempo se unieron hasta conformar el actual Sistema Interconectado Central de Chile, como asimismo otros sistemas aislados.

Con la privatización y reestructuración del sector eléctrico chileno en la década de los ochenta, las diferencias en la naturaleza de los negocios de generación, transmisión y distribución se hizo evidente. En 1993, la Empresa Nacional de Electricidad S.A. creó como filial la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., dedicada exclusivamente al transporte de energía eléctrica.

En 2000, se formó HQI Transelec Chile S.A., filial del grupo Hydro-Québec, que absorbió a Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. y para todos los efectos legales y contractuales se transformó en su continuadora y/o sucesora legal. Por otra parte, en junio de 2006 el consorcio liderado por Brookfield Asset Management e integrado por Canada Pension Plan Investment Board, British Columbia Investment Management Corporation y Public Sector Pension Investments adquirió el 100% de la propiedad de Transelec.

Líneas de negocio

De acuerdo con los estatutos de la sociedad, el objeto de la empresa es:

- Explotar y desarrollar sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados al transporte o transmisión de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos respectivos y ejercer todos los derechos y facultades que la legislación vigente confiera a las empresas eléctricas. Se comprende en el objeto social la comercialización de la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados a éstas con el propósito que las centrales generadoras, tanto nacionales como extranjeras, puedan transmitir la energía eléctrica que producen y llegar hasta sus centros de consumo.
- Prestar servicios de consultoría en las especialidades de ingeniería y gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo y desarrollar otras actividades comerciales e industriales que se relacionen con el aprovechamiento de la infraestructura destinada a la transmisión eléctrica.

En la práctica, **Transelec** se ha desarrollado como una empresa de transmisión eléctrica, siendo este negocio el que determina la generación de flujos y los riesgos del emisor.

Propiedad

La propiedad de **Transelec** se distribuye como lo indica la Tabla 1.

Tabla 1: Accionistas Transelec

| Nombre de Accionistas Transelec | Participación |
|------------------------------------|----------------|
| Transelec Holdings Rentas Limitada | 99,99% |
| Rentas Eléctricas I Limitada | 0,01% |
| Total | 100,00% |

Estas sociedades son vehículos de inversión controladas por ETC Holdings Ltd., la cual está conformada por los accionistas indicados en la Tabla 2.

Tabla 2: Accionistas ETC Holdings

| Nombre De Accionistas ETC Holdings | Participación |
|---|----------------|
| Brookfield Asset Management (BAM) | 27,70% |
| Canadian Pension Plan Investment Board (CPP IB) | 27,70% |
| British Columbia Investment Management Corp (BcIMC) | 26,10% |
| Public Sector Pension (PSP) | 18,50% |
| Total | 100,00% |

BAM es un consorcio cuyo objeto es la administración de activos a nivel global, gestionando en la actualidad cerca de US\$ 250.000 millones, con inversiones importantes en los sectores de energía, infraestructura, inmobiliaria y servicios financieros. En el negocio particular de la transmisión eléctrica, la compañía posee participación en empresas con operaciones en Canadá, Estados Unidos y Chile, totalizando más de 11 mil km de líneas de transmisión. BAM está clasificado, actualmente, en categoría Baa2 a escala global con perspectiva estable. El 26 de diciembre de 2017, **Transelec** informó a través de un Hecho Esencial que BAM firmó un contrato de compraventa de su participación a la compañía China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd, manteniéndose la operación en espera de las respectivas autorizaciones por parte del gobierno de la República Popular de China a la fecha de la clasificación.

CPP maneja activos en representación del plan de pensiones canadiense establecido para más de 19 millones de canadienses, con activos administrados a marzo de 2017 por US\$ 238.175 millones⁸.

BcIMC es una compañía dedicada a la administración de inversiones. Administra activos invertidos en representación de los planes de pensiones del gobierno provincial y del sector público de la provincia de British Columbia, la tercera mayor de Canadá, por un total de US\$ 101,9 mil millones a marzo de 2017.

PSP, el fondo de Pensiones del Servicio Público Federal, administra los fondos aportados por el Gobierno de Canadá para los planes de pensión del Servicio Público, las fuerzas Armadas de Canadá y de la Royal Canadian Mounted Police, con alrededor de US\$ 102,0 mil millones en activos bajo su administración.

⁸ Tipo de cambio utilizado en marzo de 2017: CAD\$ 1,3296/USD.

Antecedentes del mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en tres sub-sectores: generación, transmisión y distribución.

Generación

Se organiza en torno a cuatro sub-sistemas:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Abarca las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Consta de siete empresas generadoras. La generación es en un 97,5% de origen termoeléctrico en base a combustibles fósiles como carbón y petróleo. El sistema alcanza 4.143,7 MW de potencia instalada.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Abarca desde Taltal (Región de Atacama) hasta la Región de los Lagos. En él operan más de veinte empresas generadoras. Este sistema alcanza 15.803,4 MW de potencia instalada, con 40,7% hidroeléctrica, 48,2% termoeléctrica y el resto, un 11,1%, energía eólica, solar y biomasa.
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica, existiendo 50 MW de potencia instalada.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDEL MAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es 100% termoeléctrica, alcanzando 89 MW instalados.

Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las instalaciones de tensiones menores se consideran como distribución.

Dadas las modificaciones incorporadas por la Ley 19.940 de marzo de 2004 ("Ley Corta I") a la Ley General de Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión nacional y sistemas zonales es un servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene la obligación de prestar servicio en el sistema nacional, siendo responsabilidad de éste el invertir en las obras que sean clasificadas como "Ampliaciones" de las instalaciones troncales existentes.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión es efectuada en cada sistema interconectado eléctrico por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo. Estos organismos están constituidos como Sociedades de Responsabilidad Limitada, cuyos socios

corresponden a las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico y ahora también con participación de los clientes libres.

Distribución

Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras mediante licitaciones públicas, con el fin de venderla a los consumidores ubicados en sus respectivas áreas de concesión. En estas licitaciones, se establece el denominado “precio nudo de largo plazo”. Los precios regulados a clientes finales corresponden a la suma del precio de la energía más el valor agregado de distribución (VAD).

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 KW.

Sistemas de transmisión

El sistema de transmisión eléctrica se modificó con la Ley 20.936, promulgada el 11 de julio de 2016, la cual establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, las que se definen a continuación.

Nacional (ex Troncal)

Es el sistema de transmisión de electricidad que actúa de columna vertebral en un sistema eléctrico (SIC y SING), y está constituido por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones (de alta tensión) necesarias para posibilitar el abastecimiento del sistema eléctrico respectivo. Las obras de ampliación, establecidas por decretos del Ministerio de Energía, luego de estudios de expansión realizados de acuerdo con lo dispuesto en la ley vigente, deben ser ejecutadas obligatoriamente por el propietario de las instalaciones. Además, las obras nuevas (independientes de las líneas troncales existentes y de magnitud relevante) son licitadas, internacionalmente, por los CDEC. Los ingresos de Transelec en este segmento del negocio están constituidos por el “valor anual de la transmisión por tramo” (VATT), compuesto por la anualidad del “valor de inversión” (AVI⁹), más el “costo anual de operación, mantenimiento y administración” del respectivo tramo (COMA), ambos valores determinados por la autoridad, pero basados en los resultados de los Estudios de Transmisión Troncal que, según la Ley Eléctrica, se debe desarrollar cada cuatro años por un consultor independiente. La CNE debe presentar un Informe Técnico de transmisión troncal basado en el estudio del consultor y las empresas eléctricas pueden, posteriormente, presentar discrepancias ante el Panel de Expertos del sector, el que finalmente define una u otra postura para cada parámetro. Finalmente, el

⁹ Equivalente aproximadamente a un 10% anual del VI. Sin embargo, a partir del 2020, la tasa de retorno no se determinará en los estudios de transmisión.

Ministerio de Energía dicta el Decreto de tarificación troncal, que además incluye las fórmulas de indexación de las tarifas.

Zonal (ex Subtransmisión)

Se entiende por sistema zonal a aquellas instalaciones que están interconectadas al sistema eléctrico, dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales regulados ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras y, además, no son utilizadas por un grupo reducido de generadores. La autoridad ha definido siete sistemas de subtransmisión.

La remuneración de los servicios es fijada por la autoridad cada cuatro años en un proceso que utiliza el AVI+COMA y considera las pérdidas medias en subtransmisión. El valor anual de inversión debe contemplar un sistema de subtransmisión "económicamente adaptado" (es decir, de mínimo costo) a la demanda proyectada de cuatro a diez años. Los propietarios de instalaciones de subtransmisión de un mismo sistema contratan un estudio para esas instalaciones, en los que se basa la CNE para, posteriormente, elaborar el Informe Técnico con la propuesta de tarificación, la que puede ser recurrida por las empresas ante el Panel de Expertos. Cumplida dichas etapas, se dicta el Decreto Tarifario.

Sin embargo, de acuerdo con la nueva ley, estos sistemas se remunerarán igual que el sistema nacional a partir del 1 de enero de 2018.

Dedicado (ex Sistemas Adicionales)

Los sistemas de transmisión adicionales están constituidos por las instalaciones de transmisión destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios ("clientes libres"), y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Tal como indica la Ley 20.936:

La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo con las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente.

Adicionalmente, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador.

El Coordinador sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del sistema eléctrico.

Los servicios de transmisión brindados por los sistemas adicionales son remunerados de acuerdo con lo estipulado en los respectivos contratos de uso de las instalaciones. **Transelec** cobra un peaje de transmisión por el periodo de vigencia del contrato respectivo.

Marco regulatorio

La empresa se desenvuelve en un mercado altamente regulado. La clara diferenciación entre generadoras, transmisoras y distribuidoras ha hecho necesaria la intervención de la autoridad a través de distintas leyes.

Las regulaciones principales que rigen el mercado son:

- **Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, también conocido como DFL1:** regula al sector, habiendo sido objeto de actualizaciones a través de las llamadas “leyes cortas” durante los años 2004 y 2005.
- **Ley Corta I:** introdujo cambios entre los que destacan la definición de distintas categorías de líneas de transmisión, una nueva forma de determinar y asignar los peajes de transmisión, la incorporación del mercado de servicios complementarios para conferir mayor seguridad a los servicios eléctricos, y la creación del Panel de Expertos. La Ley Corta I establece un sistema de determinación de peajes de transmisión para los distintos sistemas, lo cual reduce la incertidumbre como consecuencia de un marco regulatorio más definido.
- **Ley Corta II:** con el objeto de forjar una política de inversiones adecuada en el sector de generación, se promulgó la Ley Corta II, para enfrentar los efectos de la escasez de gas natural en el sistema. Básicamente se introdujeron dos modificaciones:
 - **Flexibilización de la banda de precios de nudo:** La banda relaciona los precios nudos teóricos, fijados cada seis meses, con los precios libremente pactados entre los agentes del mercado. Esta banda obligaba que los precios nudos no difirieran en $\pm 5\%$ de los precios libres. Sin embargo, como estos últimos no reflejaban los verdaderos costos del sistema, por haber sido convenidos en su mayoría con anterioridad a que se manifestara los problemas de abastecimiento de gas natural, mantenían un precio nudo deprimido pese al incremento en

los costos de generación. Dado ello, se amplió la banda de precio a $\pm 30\%$ de manera de aumentar los precios regulados y reflejar los verdaderos costos del sistema.

- **Contratos de largo plazo a precios fijos:** Ahora las empresas distribuidoras (clientes regulados) deben licitar el suministro necesario para abastecer a sus clientes, de modo que la suma de los contratos resultantes puedan satisfacer la demanda por tres años. Esto busca crear relaciones de largo plazo entre generadores y distribuidores, lo cual incentiva a los generadores a invertir en fuentes de generación.
- **Ley 20.936:** Esta ley establece un nuevo sistema de transmisión y organismo coordinador independiente de los actores del mercado—que reemplaza los centros de despachos que existían anterior a la ley—con el objetivo de aumentar la competencia en el sector eléctrico y potenciar el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Con esta ley se facilita la integración de los sistemas que existían hasta antes de la entrada en vigencia de la ley además de permitir una planificación de largo plazo considerando el sistema de transmisión y los polos de desarrollo de energía. Por otro lado, se modifica la remuneración del sistema de transmisión eléctrica, simplificándolo, asignándolos completamente a los consumidores finales a través de los contratos de suministros.

Cabe mencionar también, las regulaciones medioambientales a las que está sujeta la empresa: La ley 19.300 de bases generales del medio ambiente de 1994 establece que los proyectos de inversión, entre ellos las centrales de generación eléctrica y las líneas de transmisión, deben realizar un estudio de impacto ambiental antes de poder construirse.

Importancia de la ley corta para Transelec

En el pasado, para calcular las tarifas, la ley establecía áreas de influencia para los participantes del sector eléctrico chileno, principalmente las generadoras. Cada generadora tenía un área de influencia determinada y todas las operaciones de inyección y retiro de energía en esa zona estaban sujetos a lo que se llamaba el peaje básico. Este peaje se calculaba como un todo por la empresa de transmisión y luego se prorrateaba, según el uso que hicieran las generadoras. Las empresas generadoras podían actuar también fuera de su área de influencia pagando el “peaje adicional”. Además, existía el concepto de “ingreso tarifario”; es decir, el que generaría la transmisora en un mercado competitivo cobrando el costo marginal, que es menor al costo medio en este caso. Como la empresa no cubriría sus costos medios de largo plazo, quebraría, y debido a esto es que se establecieron los peajes.

Debido a las continuas disputas acerca de las áreas de influencia, la ley corta estableció los llamados sistemas troncales, de subtransmisión y adicionales (actualmente nacional, zonales y dedicados respectivamente). La Ley Corta I dio certidumbre a **Transelec** y estableció normas y reglas claras para la transmisión basado en consideraciones técnicas.

Activos y clientes

Activos

Transelec es la empresa propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones de transmisión eléctrica nacional.

Al norte, el sistema de transmisión de la empresa se extiende desde las ciudades de Arica a Antofagasta, cubriendo un total de 700 kilómetros aproximados. Al sur, las instalaciones de la empresa se extienden por 2.200 kilómetros desde la localidad de Paposo en la Región de Antofagasta hasta Chiloé en la Región de Los Lagos. En total, a diciembre de 2016, **Transelec** posee 9.609 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de 66 kV a 500 kV. Las instalaciones de transformación de **Transelec** cuentan con una capacidad total de transformación de 15.986 MVA.

La empresa se encuentra dividida, regionalmente, en las siguientes cuatro gerencias zonales: Norte Grande, Central, Centro Sur y Sur. Este esquema tiene como objetivo velar por el correcto funcionamiento de las instalaciones de transmisión de la empresa a lo largo del país. El negocio de **Transelec** se enmarca, principalmente, en la comercialización de la capacidad de transporte y transformación de electricidad de sus instalaciones en el Sistema Eléctrico Nacional. Entre éstas, se destacan aquellas instalaciones de tipo troncal con voltajes iguales o superiores a 154 kV. De este modo, **Transelec** se posiciona como la empresa transmisora más importante a nivel nacional.

A diciembre de 2016, la empresa cuenta con 57 subestaciones ubicadas en ambos sistemas interconectados, las que transforman la electricidad transportada en altas tensiones a bajas tensiones para su distribución en las ciudades.

Clientes

El mercado en que participa **Transelec** está conformado por generadoras que inyectan energía en los sistemas de transmisión para llegar a sus clientes. Bajo la antigua ley eléctrica, el 100% de los peajes eran pagados por las generadoras. Las modificaciones establecidas en la denominada ley corta, definen que parte de los pagos se carguen a los generadores y otra porción a los consumidores.

Dentro de las ventas por cliente, en septiembre de 2017, destaca Enel Generación (ex grupo Endesa) con el 42% en la participación de los ingresos, tal como lo muestra la Ilustración 1. Es importante mencionar que parte importante de estos ingresos están amparados por contratos de largo plazo.

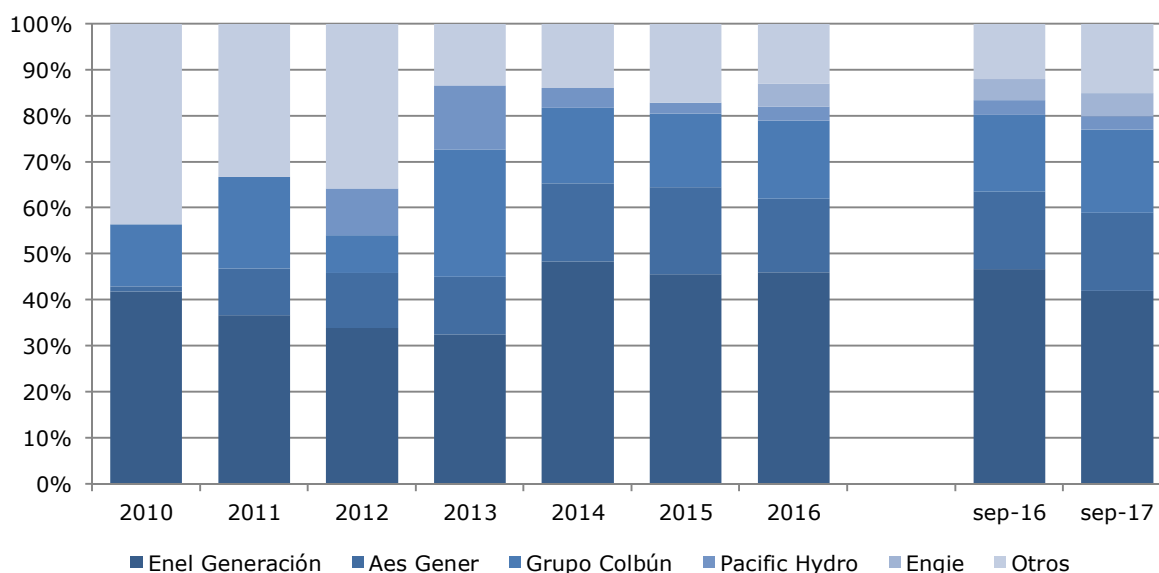


Ilustración 1: Concentración de los ingresos según cliente

Análisis financiero

Evolución de ingresos y EBITDA

Los ingresos de la compañía tienden a ser estables, dado que las tarifas reguladas se fijan cada cuatro años y que dependen de la capacidad instalada y no del volumen de energía transportado desde el 1 de enero de 2018. Además, existen mecanismos de reajuste que permiten que en términos reales los precios permanezcan con bajo nivel de fluctuación.

Los ingresos pueden aumentar en la medida que se incorporen nuevas obras, en particular, de los tendidos nacionales, en los que la empresa desarrolla la mayor parte de su negocio. Por su parte, el EBITDA sigue muy de cerca la tendencia de los ingresos, manteniéndose una elevada y estable relación de esta variable sobre los ingresos, superior al 80%. Similar tendencia siguen los flujos operacionales y el flujo de caja de largo plazo (FCLP¹⁰).

¹⁰ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

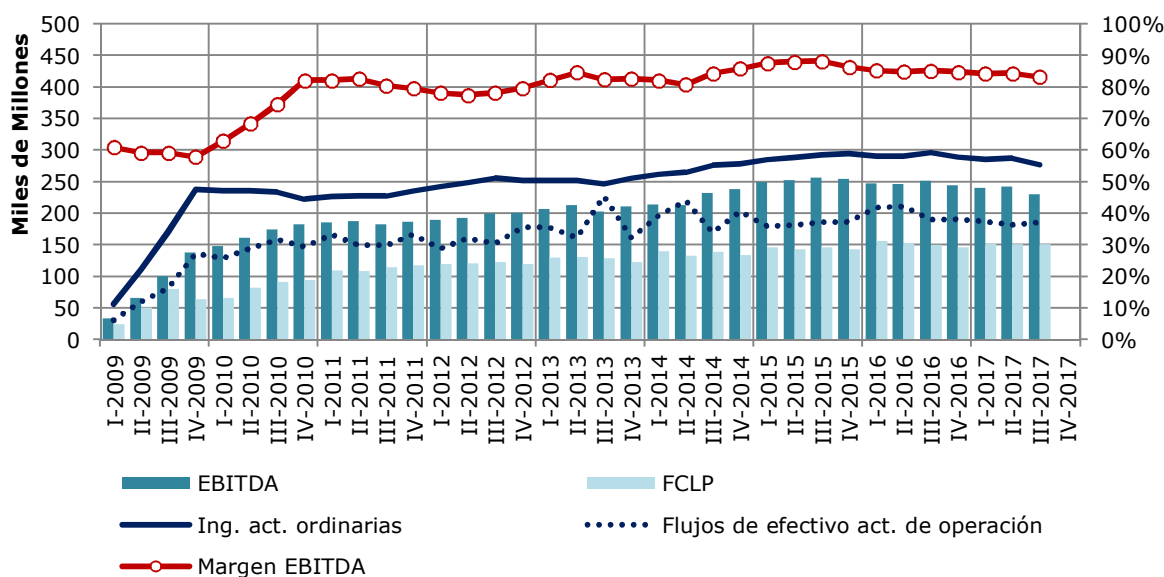


Ilustración 2: Evolución de los ingresos, EBITDA, FCLP y flujo efectivo de la operación

Evolución del endeudamiento y liquidez

El endeudamiento financiero de **Transelec**, medido en términos relativos como la relación entre deuda financiera (DF) y el EBITDA, ha fluctuado entre las 5,2 veces en su nivel mínimo, y 7,9 veces en su nivel máximo. A septiembre de 2017, esta relación fue de 6,1 veces.

Por su parte, el endeudamiento financiero sobre el FCLP, ha sido más elevado, llegando incluso a superar las diez veces. En su nivel más alto, este indicador llegó a las 17,1 veces en 2009 y ha experimentado su nivel mínimo en 2011, con 8,5 veces en septiembre de 2012, mientras que al mismo mes de 2017, este indicador llegó a 9,3 veces, tal como se muestra en la Ilustración 3.

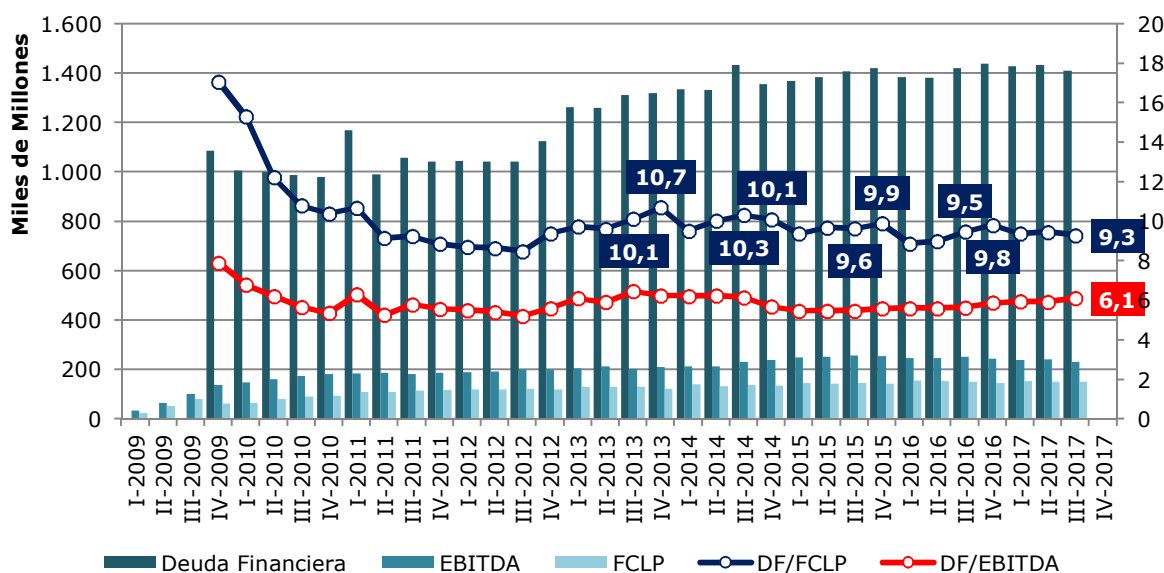


Ilustración 3: Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP

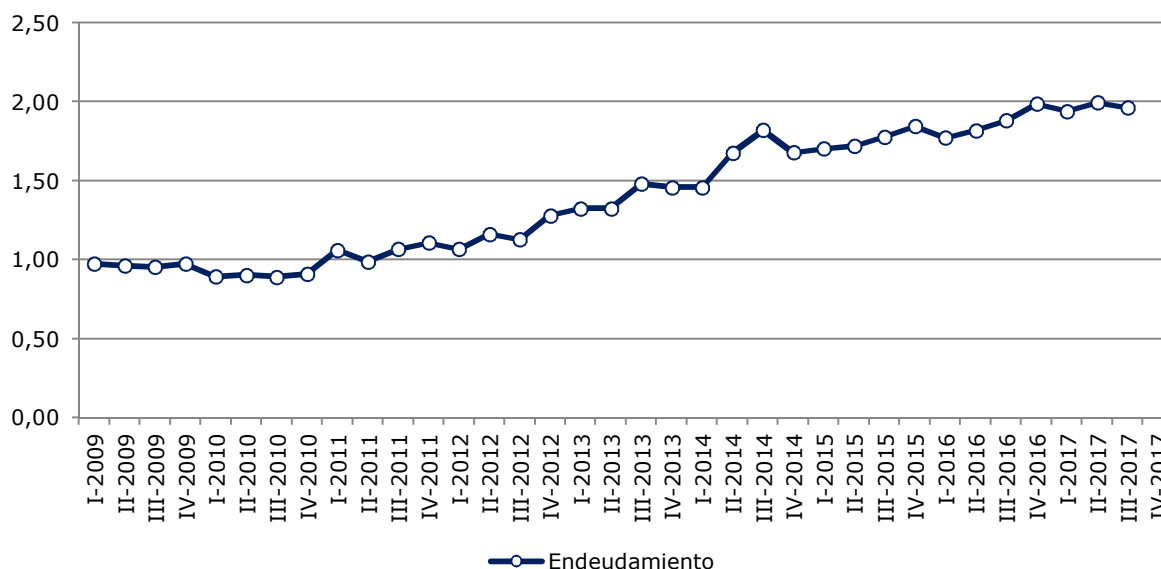


Ilustración 4: Evolución pasivo exigible sobre patrimonio

La evolución del *leverage* de la compañía ha mostrado una tendencia al alza, tal como se muestra en la Ilustración 4, comenzando a estabilizarse en los últimos dos años. Lo anterior, responde a la decisión, tomada por los accionistas en enero de 2014, de disminuir el capital de la empresa en \$81.560 millones. De esta forma, la relación entre pasivo exigible y patrimonio de la compañía pasó de 1,5 veces—en diciembre de 2013—a 2,0 veces, según los datos de los estados financieros de septiembre de 2017.

El perfil de los bonos, nacionales como extranjeros, muestra que todos ellos son del tipo *bullet*, con el pago de la totalidad del capital al vencimiento. Para la mayor parte de los años, el EBITDA, sin considerar crecimiento futuro, es suficiente para el pago de tales obligaciones, sin embargo se aprecian menores holguras respecto del FCLP (ver Ilustración 5). Por su parte, en los períodos en que los vencimientos son mayores al FCLP de la compañía, en opinión de **Humphreys, Transelec** presenta adecuadas posibilidades de refinanciamiento, lo que hace que esta deuda sea considerada concordante con el nivel de riesgo otorgado a la empresa. Con todo, el año 2027 se presenta un pago importante que tanto con el EBITDA como el FCLP actual no son capaces de cubrir.

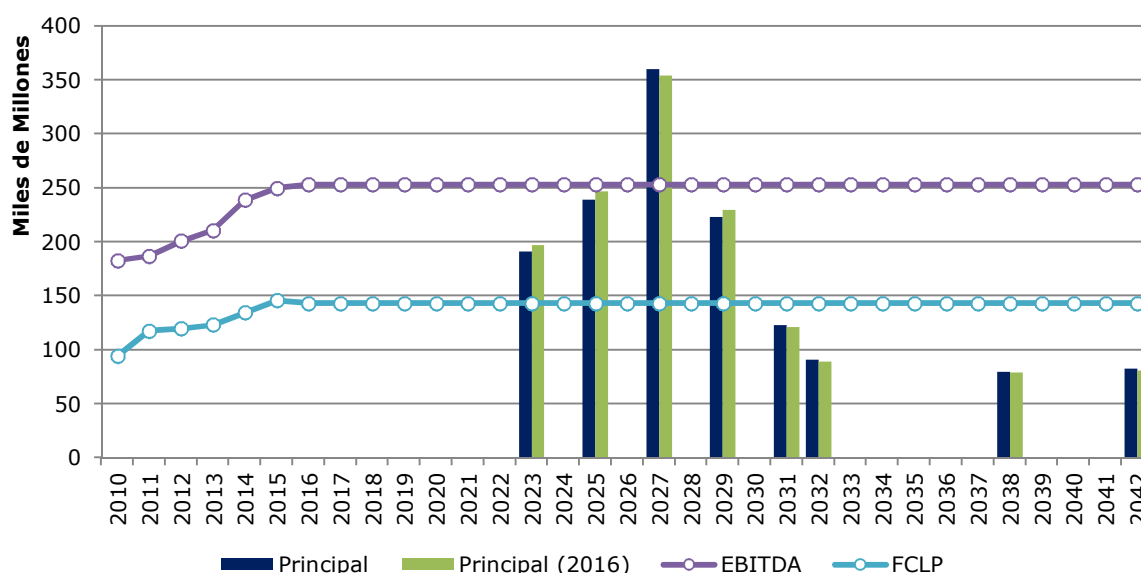


Ilustración 5: Perfil de vencimiento de la deuda

Por su parte, la liquidez¹¹ de la empresa ha presentado la mayor parte del tiempo valores adecuados, superiores a una vez. Sin embargo, en 2010, el indicador de razón circulante disminuyó a 0,43 veces como consecuencia del vencimiento en abril de 2011 de los *yankee-bonds* que **Transelec** colocó con anterioridad, y que debieron ser traspasados a pasivos corrientes, los que fueron refinanciados con la colocación en enero de 2011 de los bonos series L, M y N en Chile por un total de UF 7 millones. Situación similar a la que experimentó la compañía a septiembre de 2015, dado por el vencimiento de la Serie C en septiembre de 2016, lo que llevó a la razón circulante a niveles iguales a las 0,4 veces, y que se refinanció con una nueva emisión de US\$ 350 millones, tal como se muestra en la Ilustración 6.

¹¹ Razón circulante = activos circulantes o corrientes / pasivos circulantes o corrientes.

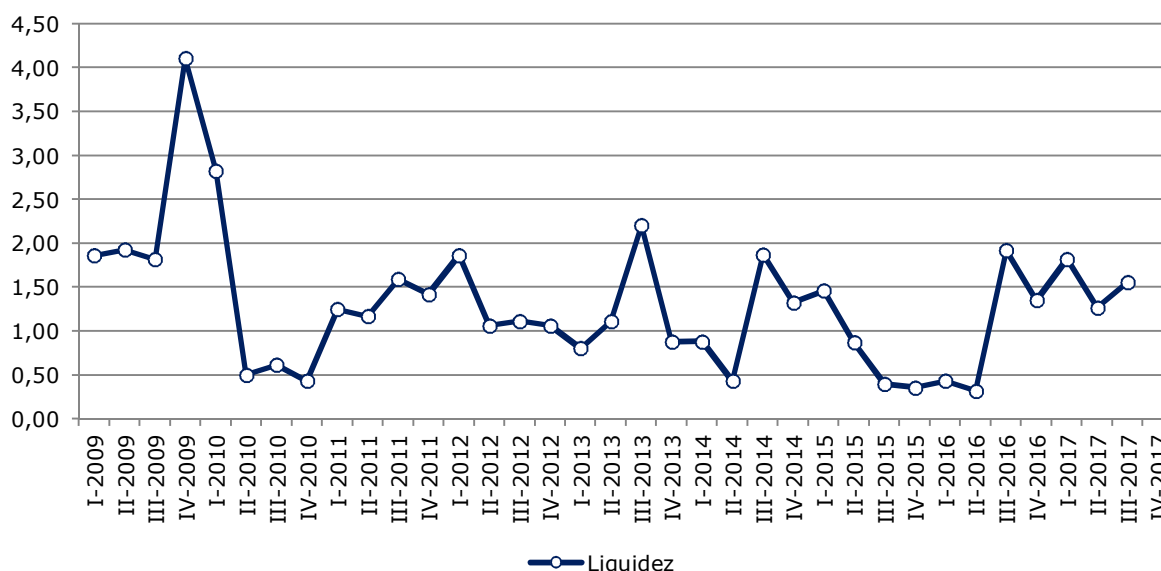


Ilustración 6: Evolución de la razón circulante

Evolución de la rentabilidad¹²

La rentabilidad total del activo y la rentabilidad operacional de **Transelec** han sido bastantes estables en los últimos seis años, lo que es un reflejo precisamente de la estabilidad y el relativamente bajo riesgo del negocio de transmisión eléctrica. Una volatilidad un tanto mayor alcanza la rentabilidad del patrimonio, lo que se explica por factores no operacionales como las tasas de interés pagadas por la deuda de la empresa.

Índice de cobertura global

El indicador de cobertura global es calculado como el valor presente de los flujos de caja libre proyectados durante el período de vigencia del título de deuda, descontados a la tasa del bono, sobre el saldo insoluto de la deuda financiera total que a la fecha mantiene la transmisora. Así, si el indicador muestra una relación mayor a uno, los flujos de caja de la concesión, sin considerar pagos a los accionistas, son superiores al monto de la deuda. En el caso de **Transelec**, el indicador exhibe durante todo el periodo valores superiores a 2,0 veces, con una tendencia al alza a partir de 2027 donde ya se habrían realizado los dos pagos programados para el 2023 y 2025, reduciendo la necesidad de flujo a valor presente para cubrir el saldo de deuda. La evolución y proyección para la presente década del indicador de cobertura global se muestra a en la Ilustración 8.

¹² Rentabilidad del activo = utilidad / (activos totales promedio); rentabilidad operacional = resultado operacional / (activos circulantes o corrientes + activos fijos, promedio); rentabilidad del patrimonio = utilidad del ejercicio / patrimonio promedio). Las rentabilidades a septiembre contemplan flujos del último año móvil correspondiente.

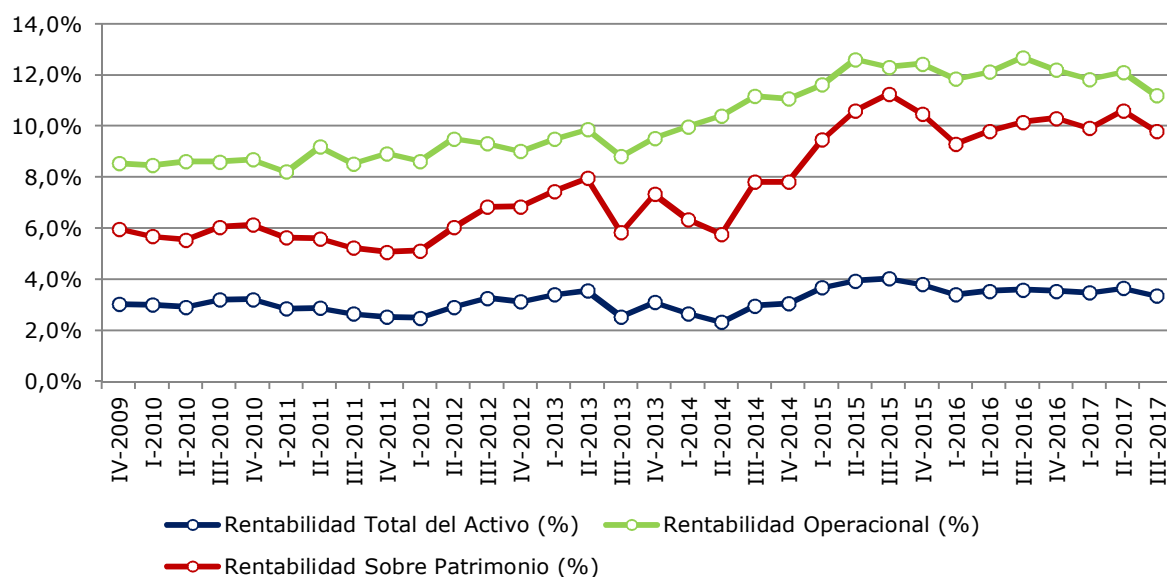


Ilustración 7: Evolución de las rentabilidades

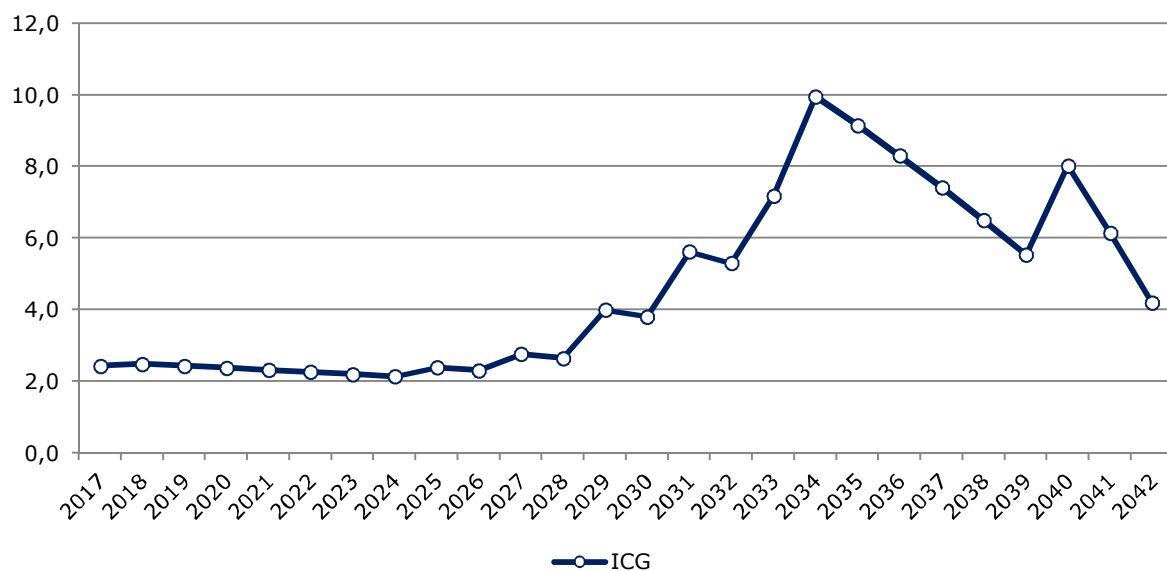


Ilustración 8: Índice de cobertura global

Líneas y series de bonos inscritas y vigentes

| Línea de bonos | | |
|----------------------|---------------|---------------|
| Inscripción | 481 | 598 |
| Fecha de inscripción | 09/11/2006 | 31/07/2009 |
| Plazo de la línea | 25 años | 10 años |
| Monto máximo | UF 19.500.000 | UF 20.000.000 |
| Emisiones | | |
| Serie | D | |
| Estado | Colocada | |
| Monto inscrito | UF 13.500.000 | |
| Fecha de inscripción | 23/11/2006 | |
| Tasa de carátula | 4,35% | |
| Vencimiento | 21 años | |

| Línea de bonos | | | | |
|----------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Inscripción | 599 | | | |
| Fecha de inscripción | 31/07/2009 | | | |
| Plazo de la línea | 30 años | | | |
| Monto máximo | UF 20.000.000 | | | |
| Emisiones | | | | |
| Serie | H | K | M | N |
| Estado | Colocada | Colocada | Colocada | Colocada |
| Monto inscrito | UF 3.000.000 | UF 1.600.000 | UF 3.400.000 | UF 3.000.000 |
| Fecha de inscripción | 05/08/2009 | 16/11/2009 | 29/12/2010 | 29/12/2010 |
| Tasa de carátula | 4,80% | 4,60% | 4,05% | 3,95% |
| Vencimiento | 22 años | 22 años | 22 años | 28 años |

| Línea de bonos | |
|----------------------|---------------|
| Inscripción | 743 |
| Fecha de inscripción | 05/02/2013 |
| Plazo de la línea | 10 años |
| Monto máximo | UF 20.000.000 |

| Línea de bonos | |
|----------------------|---------------|
| Inscripción | 744 |
| Fecha de inscripción | 05/02/2013 |
| Plazo de la línea | 30 años |
| Monto máximo | UF 20.000.000 |
| Emisiones | |
| Serie | Q |
| Estado | Colocada |
| Monto inscrito | UF 3.1000.000 |
| Fecha de inscripción | 10/04/2013 |
| Tasa de carátula | 3,95% |
| Vencimiento | 29,5 años |

| Línea de bonos | | |
|----------------------|---------------|---------------|
| Inscripción | 833 | 834 |
| Fecha de inscripción | 03/06/2016 | 03/06/2016 |
| Plazo de la línea | 10 años | 30 año |
| Monto máximo | UF 20.000.000 | UF 20.000.000 |

"La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Superintendencia de Valores y Seguros y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."