



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Razón reseña:
Anual desde Envío Anterior

A n a l i s t a
Hernán Jiménez A.
Tel. (56) 22433 5200
hernan.jimenez@humphreys.cl

Transelec S.A.

Enero 2017

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- Estable 30 septiembre 2016

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 Serie H (BNTRA-H)	Nº 598 de 31.07.2009 Primera Emisión
Línea a 30 años Serie K (BNTRA-K)	Nº 599 de 31.07.2009 Segunda Emisión
Serie M (BNTRA-M)	Tercera Emisión
Serie N (BNTRA-N)	Tercera Emisión
Línea a 10 años Serie R (BNTRA-R)	Nº 743 de 05.02.2013 Segunda Emisión
Serie U (BNTRA-U)	Segunda Emisión
Línea a 30 años Serie Q (BNTRA-Q)	Nº 744 de 05.02.2013 Primera Emisión
Serie T (BNTRA-T)	Segunda Emisión
Serie S (BNTRA-S)	Segunda Emisión
Línea a 10 años	Nº 833 de 03.06.2016
Línea a 30 años	Nº 834 de 03.06.2016

Estado de Resultados Consolidado, IFRS						
MM\$	2012	2013	2014	2015	sep-15	sep-16
Ingresos de Actividades Ordinarias	213.492	219.949	250.525	276.737	204.833	214.606
Costo de Ventas	-82.065	-71.986	-75.950	-83.121	-61.554	-57.382
Ganancia bruta	131.427	147.962	174.575	193.616	143.278	157.223
Gasto Administración y Venta	-13.561	-14.742	-17.609	-16.842	-10.903	-15.645
Resultado Operacional	117.866	133.220	156.965	176.774	132.375	141.579
Gastos Financieros	-37.253	-48.473	-56.710	-59.138	-43.998	-48.267
Utilidad Neta	61.749	64.607	66.773	83.628	66.600	64.783
EBITDA	169.984	174.593	215.159	238.806	179.533	239.753

Estado de Situación Financiera Consolidado, IFRS						
MM\$	2012	2013	2014	2015	sep-15	sep-16
Activos Corrientes	189.399	209.451	128.514	92.078	96.572	122.023
Activos No Corrientes	1.810.229	1.969.931	2.028.552	2.157.149	2.142.124	2.179.176
Total Activos	1.999.629	2.179.381	2.157.066	2.249.227	2.238.696	2.301.199
Pasivos Corrientes	178.220	238.758	96.930	257.921	243.144	63.515
Pasivos No Corrientes	944.437	1.053.528	1.254.884	1.200.658	1.189.323	1.439.028
Total Pasivos	1.122.657	1.292.286	1.351.814	1.458.579	1.432.467	1.502.542
Patrimonio	876.971	887.096	805.252	790.649	806.229	798.656
Total Pasivos y Patrimonio	1.999.629	2.179.381	2.157.066	2.249.227	2.238.696	2.301.199
Deuda Financiera Total	959.071	1.150.751	1.248.215	1.358.639	1.337.928	1.394.929

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Transelec S.A. (Transelec) es una empresa de transmisión eléctrica que opera tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile. A diciembre de 2015 cuenta con un total de 9.560 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. Además, posee un 86% en líneas de 154 kV y el 10% en el segmento de líneas de 110 kV y 66 kV.

En 2015, la empresa generó ingresos por US\$ 389,7¹ millones y un EBITDA de US\$ 336,3 millones. Por su parte, en los nueve primeros meses de 2016, sus ingresos alcanzaron a US\$ 326,1 millones², con un EBITDA de US\$ 281,4 millones, mientras que su deuda financiera al 30 de septiembre de 2016 ascendía al equivalente de US\$ 2.120 millones, compuesta en un 51,8% por bonos emitidos en Chile, 47,9% por papeles colocados en EE.UU. y 0,3% por otras obligaciones financieras.

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 de sus costos operacionales. En efecto, considerando que la transmisión eléctrica es intensiva en inversión, pero con una estructura de bajos costos operativos, las

¹ Tipo de cambio usado: & 710,16/USD.

² Tipo de cambio usado: \$ 658,02/USD.

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 sólido, se le 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, a la vez de permitirle 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.

El proceso de clasificación también considera 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 forzosas, 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 a su generación anual de flujos. Considerando los datos a septiembre de 2016, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 5,6 veces, y una relación EBITDA sobre gastos financieros de aproximadamente de 3,8 veces. Mientras que la relación deuda financiera a Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP) es de 9,5 veces. A ello se suma, la exposición a cambios normativos, tanto en el ámbito eléctrico como de exigencias ambientales, que podrían eventualmente 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 faculta 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 de refinanciar los pasivos.

Otro factor de riesgo considerado dice relación con la concentración de clientes. De hecho, el 80,4% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2016, provino de tres clientes: Enel Generación con un 46,7%; Aes Gener con un 16,8%, y Colbún con un 16,8%. 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-).

La perspectiva de la clasificación se califica "*Estable*", porque en el corto plazo, en opinión de la clasificadora, no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía ni en su nivel de endeudamiento relativo.

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. Ello asimila el riesgo de los ingresos al riesgo país.
- Elevada y estable capacidad de generación de flujos. El margen EBITDA ha promediado un 83,0% 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 Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Hechos recientes

Resultados 2015

Los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 276.737 millones en 2015, lo que representa un aumento de 10,5% respecto a igual período de 2014. Esta alza radicó en el crecimiento de 10,7% en los ingresos de venta de

peajes, explicado principalmente por efectos macroeconómicos (indexación y tipo de cambio), además de negociaciones de contratos con Endesa y mayores ingresos por subtransmisión regulado.

Los costos de explotación subieron un 9,4% a \$ 83.121 millones. De ellos el 65,0% 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 se redujeron en un 4,4%, debido a un menor pago de multas durante el 2015 y una baja en las asesorías por estudio de transmisión nacional.

De esta forma, el EBITDA de la compañía finalizó 2015 en \$ 238.806 millones presentando así un margen EBITDA igual a 86,3%, cifra que en 2014 fue de 85,9%. Las utilidades del periodo subieron un 25,2% totalizando \$83.628 millones.

Resultados a septiembre de 2016

Entre enero y septiembre de 2016, los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 214.606 millones, lo que representa un aumento de 4,8% respecto a igual período de 2015. Esta alza responde al incremento de 4,9% en los ingresos percibidos por ventas de peaje que concentran el 98,1% del total de los ingresos. Este crecimiento está explicado, principalmente por la puesta en servicio de nuevos proyectos, renegociación de contratos con Endesa y mayores ingresos por reclasificaciones de líneas, además de efectos macroeconómicos (indexación y tipo de cambio).

Los costos de explotación llegaron a \$ 73.027 millones presentando un aumento de 0,8%, los que sufrieron una reclasificación de cuentas que afecta lo registrado el 2015. De ellos, el 34,2% correspondió a costos de personal, costos fijos y suministros de servicios contratados y el 65,8% restante a depreciación de los bienes de activo fijo. De esta forma, el EBITDA de la compañía fue de \$185.179 millones lo que representa un aumento de 2,8% respecto del mismo periodo de 2015, mientras que el margen EBITDA de la compañía alcanzó un 86,3%, cifra que en los nueve primeros meses de 2015 fue de 87,9%.

En tanto, la deuda financiera de la compañía fue de \$1.394.929 millones, lo que implica un incremento de 2,7% respecto al mismo periodo de 2015.

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, que los ingresos de **Transelec** no dependen en forma material de la demanda eléctrica, ya que básicamente las tarifas remuneran el derecho a

uso de sus instalaciones de transmisión nacional e instalaciones dedicadas a clientes privados, ingresos que aumentan en la medida que sea necesario construir nuevas instalaciones de transporte de electricidad; a diferencia de las instalaciones de zonales, cuya remuneración depende del volumen de electricidad transmitido³.

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, independientemente 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 de los mayores sistemas eléctricos del país (SING y SIC).

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 83,0% desde 2010 a la fecha.

Experiencia y apoyo de los accionistas: Brookfield Asset Management (BAM), uno de los propietarios finales de **Transelec**, posee amplia experiencia en el negocio eléctrico de Estados Unidos, Canadá y Brasil, incluyendo el negocio de transmisión en estos países. Además, los propietarios de la compañía –el consorcio canadiense compuesto por 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 2015, iguales a US\$ 140 mil millones en el caso de BAM, de US\$ 265 mil millones en el caso de CPP, de US\$ 81,5 millones en el caso de bcIMC (marzo 2016) y de US\$ 7,4 mil millones en el caso de PSP (a marzo de 2016).

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. Debe tenerse en consideración que las características del negocio de **Transelec**, sumado a la seriedad regulatoria del mercado eléctrico chileno, dan a la empresa un buen perfil como sujeto de crédito

³ Cabe señalar que actualmente se está tramitando un proyecto de ley que cambiaría la remuneración de los tramos zonales, los que se retribuirían por el derecho a uso de estas instalaciones.

Factores de riesgo

Concentración de clientes: El 80,3% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2016, provino de tres clientes: Enel Generación (ex Endesa) 46,7%; Aes Gener 16,8% y Colbún 16,8%. 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 2016, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 5,6 veces y una relación EBITDA sobre gastos financieros de, aproximadamente, 3,8 veces. Mientras que la deuda financiera (relativa al FCLP de la compañía) es de 9,5 veces a esa misma fecha. Con todo, se debe tener en consideración la estabilidad de los flujos del emisor, dada su importante presencia en la transmisión troncal del SIC y el SING 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 de 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, la diferente 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 e infraestructura, junto con el área inmobiliaria y también 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.

CPP maneja activos en representación del plan de pensiones canadiense establecido para más de 19 millones de canadienses, con activos administrados a marzo de 2016 por US\$ 214.687 millones⁴.

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\$ 121,9 mil millones a marzo de 2016.

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\$ 117 mil millones en activos bajo su administración.

Antecedentes del mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno

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

⁴ Tipo de cambio utilizado en marzo de 2016: CAD\$ 1,2991/USD.

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" (AVI⁵), 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 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 de subtransmisión 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.

⁵ 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.

La remuneración de los servicios es fijada por la autoridad cada cuatro años y este proceso 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 a la nueva ley, estos sistemas se remunerarán igual que el sistema nacional.

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.

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

Antiguamente, 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 que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING. En éste, el sistema de transmisión de la empresa se extiende desde la ciudad de Arica hasta la ciudad de Antofagasta, cubriendo un total de 700 kilómetros aproximados. En el SIC, 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 2015, **Transelec** posee 9.560 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 15.981 MVA.

La empresa se encuentra dividida, regionalmente, en las siguientes seis gerencias zonales: Norte Grande, Norte Chico, Central, Centro Sur, Biobío y Sur. Esta división 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 SIC y SING. Entre éstas, se destacan aquellas

instalaciones de tipo troncal con voltajes iguales o superiores a 154 kV. En este ámbito, a diciembre de 2015 la empresa posee el 81% de las líneas de 500 kV del país, el 42% de las líneas de 220 kV, el 86% de las líneas de 154 kV, y el 10% de las líneas de transmisión de 110 y 66 kV. De este modo, **Transelec** se posiciona como la empresa transmisora más importante a nivel nacional.

A diciembre de 2015 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.

Cientes

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 parte a los consumidores.

Dentro de las ventas por cliente, en septiembre de 2016 se destaca Enel Generación (ex grupo Endesa) con el 46,7% en la participación de los ingresos, tal como lo muestra la *Ilustración 1*. Es importante destacar que parte importante de estos ingresos están amparados por contratos de largo plazo.

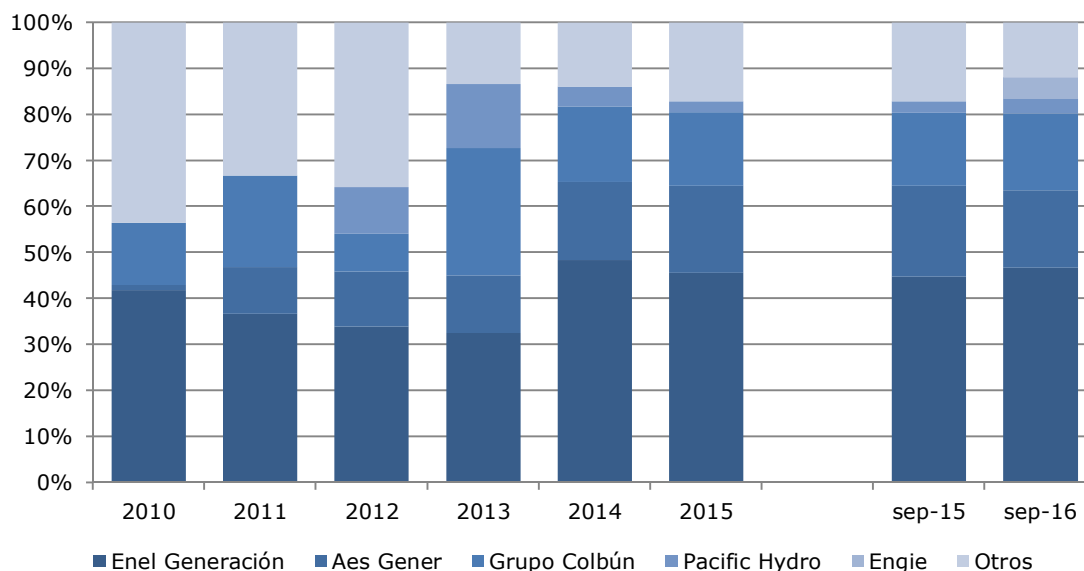


Ilustración 1: Concentración de los ingresos según cliente

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, salvo el caso de la subtransmisión, dependen de la capacidad instalada y no del volumen de energía transportado. 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 (FCLP⁶).

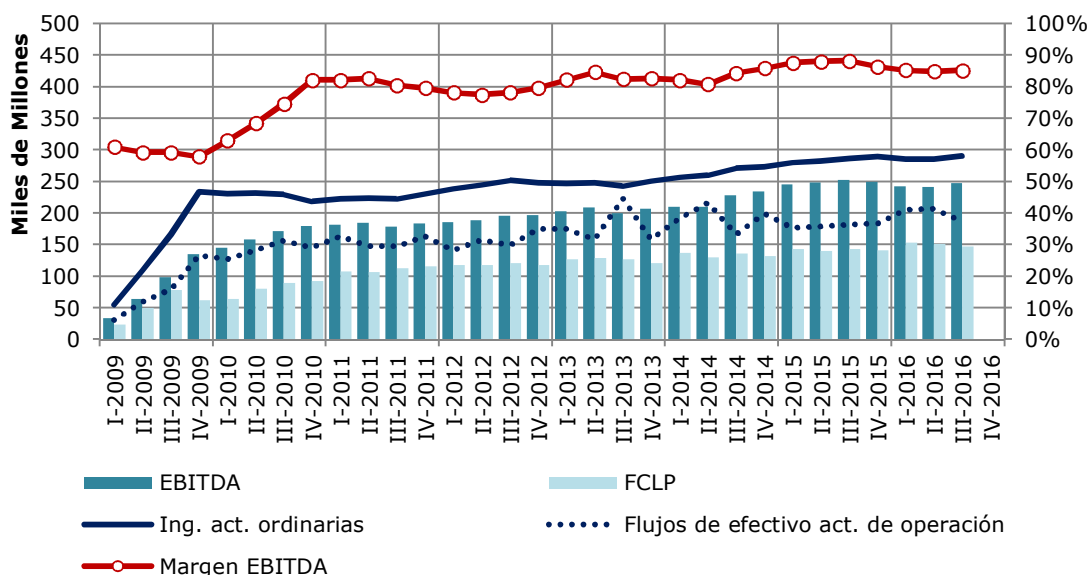


Ilustración 2: Evolución de los ingresos, EBITDA, FCLP y flujo efectivo de la operación

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 2016, esta relación fue de 5,6 veces. Por su parte, el endeudamiento financiero

⁶ 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.

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 2016, este indicador llegó a 9,5 veces, tal como se muestra en la *Ilustración 3*.

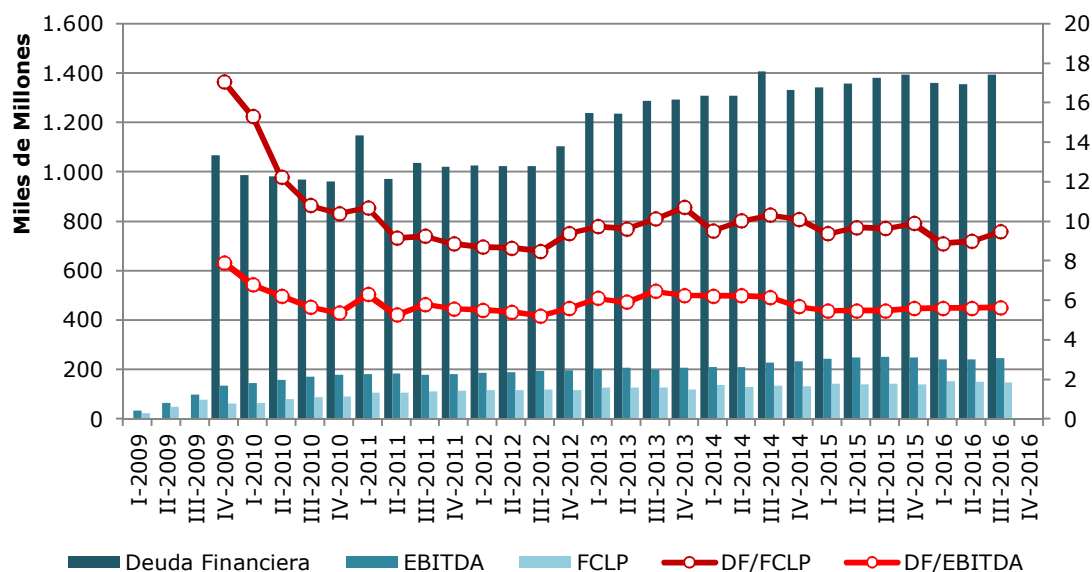


Ilustración 3: Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP

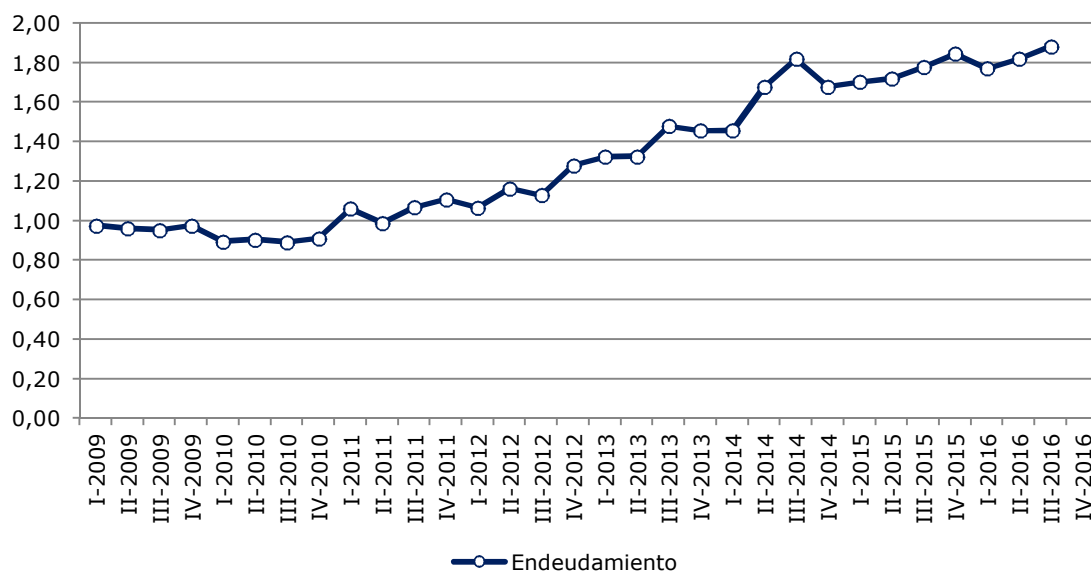


Ilustración 4: Evolución pasivo exigible sobre patrimonio

La evolución del *leverage* de la compañía ha mostrado una tendencia al alza, tal como se muestra en la *Ilustración 4*. 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 1,9 veces, según los datos de los estados financieros de septiembre de 2016.

El perfil de los bonos, nacionales como extranjero, 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 al 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, tal como se pudo apreciar al refinanciar el pago de 2016 que se observó en la revisión anterior, transfiriéndolo para 2029. Con todo, el año 2027 se presenta un pago importante que tanto con el EBITDA como el FCLP actual no son capaces de cubrir.

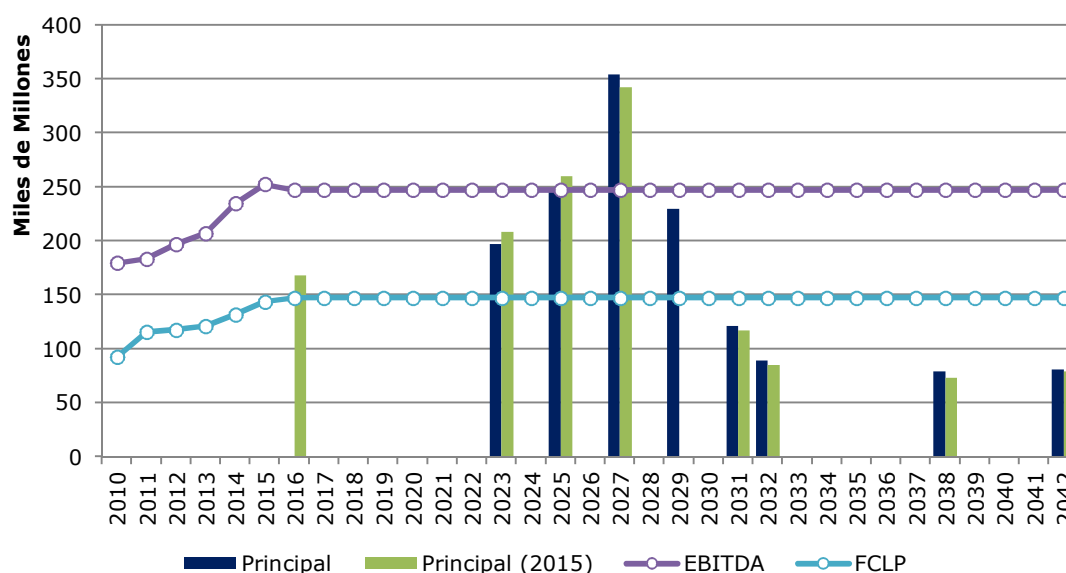


Ilustración 5: Perfil de vencimiento de la deuda

Por su parte, la liquidez⁷ 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

⁷ Razón circulante = activos circulantes o corrientes / pasivos circulantes o corrientes.

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*.

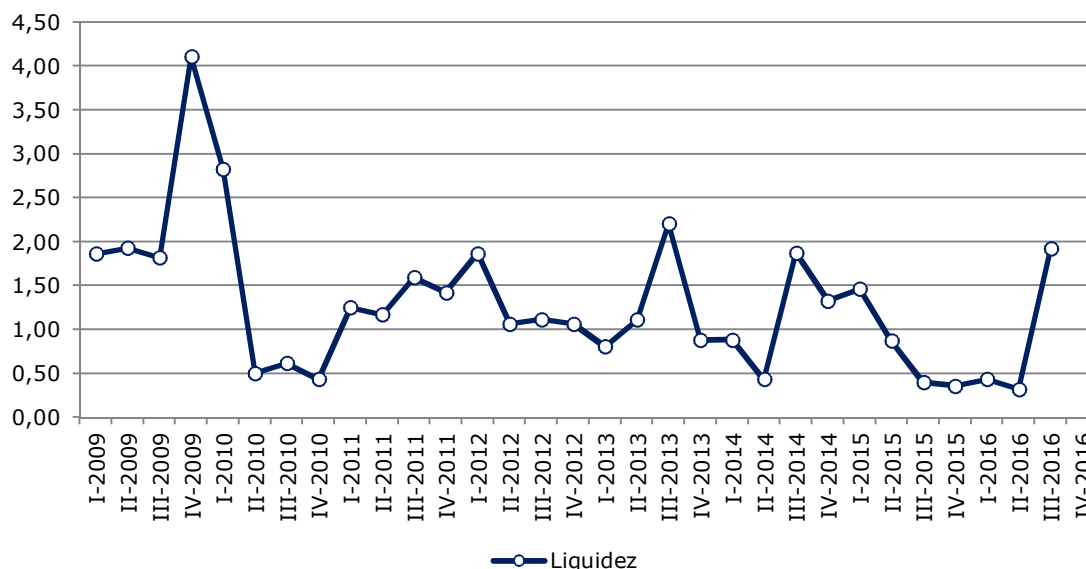


Ilustración 6: Evolución de la razón circulante

Evolución de la rentabilidad⁸

La rentabilidad total del activo y la rentabilidad operacional de **Transelec** han sido bastante estables en los últimos seis años, lo que es un reflejo precisamente de la estabilidad y del 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. La evolución y proyección para la presente década del indicador de cobertura global se muestra a en la *Ilustración 8*.

⁸ 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.

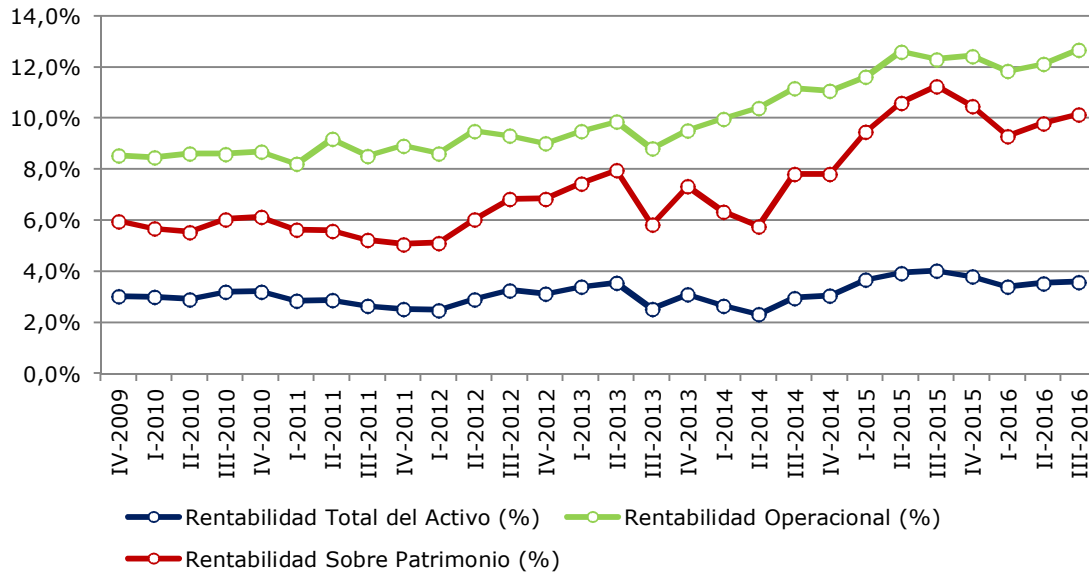


Ilustración 7: Evolución de las rentabilidades

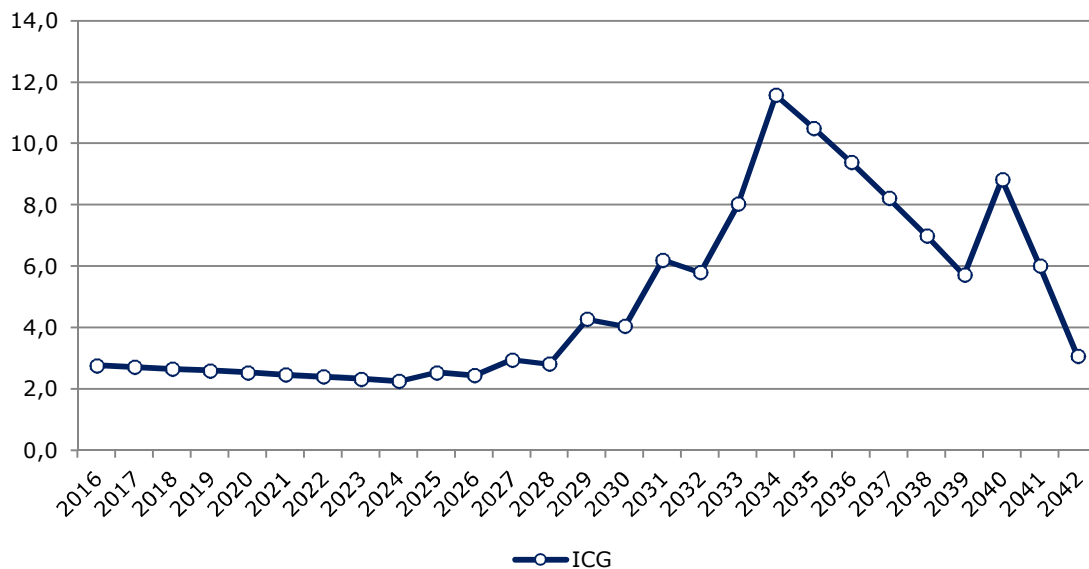


Ilustración 8: Índice de cobertura global

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	
Emisiones		
Serie	R	U
Estado	Inscrita y no colocada	Inscrita y no colocada
Monto inscrito	UF 2.000.000	5000000000
Fecha de inscripción	18/07/2014	18/07/2014
Tasa de carátula	2,70%	5,40%
Vencimiento	5 años	5 años

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	T	S
Estado	Colocada	Inscrita y no colocada	Inscrita y no colocada
Monto inscrito	UF 3.1000.000	UF 6.000.000	UF 6.000.000
Fecha de inscripción	10/04/2013	18/07/2014	18/07/2014
Tasa de carátula	3,95%	3,80%	3,80%
Vencimiento	29,5 años	27 años	21 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."