



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Razón reseña:
Anual y Cambio de Clasificación

Analistas
Elisa Villalobos H.
Tel. (56) 22433 5200
elisa.villalobos@humphreys.cl

Transelec S.A.

Enero 2015

Isidora Goyenechea 3621 – Piso 16º
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 224335200 – Fax 224335201
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Líneas de bonos	AA⁻¹
Tendencia	Estable
EEFF base	30 septiembre 2014

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Línea a 10 años Serie C	Nº 480 de 09.11.2006 Primera Emisión
Línea a 25 años Serie D	Nº 481 de 09.11.2006 Primera Emisión
Línea a 10 años Línea a 30 años	Nº 598 de 31.07.2009 Nº 599 de 31.07.2009
Serie H	Primera Emisión
Serie K	Segunda Emisión
Serie M	Tercera Emisión
Serie N	Tercera Emisión
Línea a 10 años Serie O	Nº 743 de 05.02.2013 Primera Emisión
Serie R	Segunda Emisión
Serie U	Segunda Emisión
Línea a 10 años Serie P	Nº 744 de 05.02.2013 Primera Emisión
Serie Q	Primera Emisión
Serie T	Segunda Emisión
Serie S	Segunda Emisión

Estado de Resultados Consolidado, IFRS							
M\$	2009	2010	2011	2012	2013	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014
Ingresos de Actividades Ordinarias	186.034.914	177.252.534	193.151.606	212.806.019	219.948.737	158.954.205	184.047.032
Costo de Ventas	-72.511.232	-68.582.055	-73.830.830	-82.065.448	-71.986.332	-55.863.960	-54.072.644
Gasto Administración y Venta	-6.415.473	-8.217.673	-9.917.187	-13.560.853	-14.742.036	-10.953.652	-11.195.296
Resultado Operacional	107.108.209	100.452.806	109.403.589	117.179.718	133.220.369	92.136.593	118.779.092
Gastos Financieros	-59.577.282	-29.151.236	-31.416.973	-37.252.682	-48.473.429	-35.442.235	-40.360.328
Utilidad Neta	54.708.063	55.825.052	46.839.620	61.749.315	64.607.402	42.182.477	43.010.344
EBITDA	151.951.443	144.927.102	151.879.729	165.518.212	177.908.131	129.892.447	151.070.633

¹ Clasificación anterior: A+

Estado de Situación Financiera Consolidado, IFRS						
M\$	2009	2010	2011	2012	2013	Ene-Sep 2014
Activos Corrientes	180.370.023	79.312.345	154.709.063	189.399.467	209.450.761	197.423.727
Activos No Corrientes	1.632.025.599	1.676.932.713	1.786.268.594	1.810.229.308	1.969.930.576	2.042.235.473
Total Activos	1.812.395.622	1.756.245.058	1.940.977.657	1.999.628.775	2.179.381.337	2.239.659.200
Pasivos Corrientes	43.915.476	183.110.862	108.732.542	178.220.121	248.838.731	105.383.528
Pasivos No Corrientes	850.545.775	653.617.590	911.203.296	944.437.164	1.043.446.958	1.339.898.657
Total Pasivos	894.461.251	836.728.452	1.019.935.838	1.122.657.285	1.292.285.689	1.445.282.185
Patrimonio	917.934.371	919.516.606	921.041.819	876.971.490	887.095.648	794.377.015
Total Pasivos y Patrimonio	1.812.395.622	1.756.245.058	1.940.977.657	1.999.628.775	2.179.381.337	2.239.659.200
Deuda Financiera Total	852.269.753	786.795.438	869.661.101	959.405.475	1.150.751.215	1.296.705.090

Opinión

Fundamento de la Clasificación

Transelec S.A. 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. Cuenta con un total de 9.271 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de entre 66 kV y 500 kV conectadas a 56 subestaciones en ambos sistemas. Transelec es dueña del 100% de las líneas de 500 kV construidas, tiene una participación de 51% como propietario de líneas de 200 kV, además posee un 86% en líneas de 154 kV y el 11% en el en el segmento de líneas de 110 kV y 66 kV.

La clasificación de riesgo se modifica desde "Categoría A+" a "Categoría AA-" en atención a 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 2013, la empresa generó ingresos por US\$ 419,6² millones y un EBITDA de US\$ 339,4 millones. Por su parte, en los nueve primeros meses de 2014, sus ingresos alcanzaron a US\$ 307,1 millones³, con un EBITDA de US\$ 252,1 millones, mientras que su deuda financiera al 30 de septiembre de 2014 ascendía al

² Tipo De cambio usado: \$ 524,21/US\$.

³ Tipo De cambio usado: \$ 599,22/US\$.

equivalente de US\$ 2.164 millones, compuesta en un 67,0% por bonos emitidos en Chile, 31,0% por papeles colocados en EE.UU., 0,9% por contratos derivados, de 0,9% préstamos bancarios y 0,2% por otras obligaciones financieras.

Cabe señalar que el monto de la deuda financiera anterior incluye los fondos para el prepago de la Serie L, de esta forma tras efectuado el prepago de esta serie, realizado el 15 de diciembre de 2014, el monto de la deuda financiera es igual a US\$ 2.062 millones.

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, lo que genera características dentro de las cuales se distinguen elevados flujos de caja como porcentaje del ingreso y, paralelamente, 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, los flujos netos generados por la operación representan un porcentaje importante de los ingresos del emisor (la razón EBITDA/ingresos se ha mantenido por encima del 80% en los últimos años). Asimismo, 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 troncal (37% de los ingresos) y en la totalidad de los sistemas adicionales (46% de los ingresos), las tarifas remuneran el derecho a uso de sus instalaciones.

En consecuencia, si a la existencia de un marco regulatorio rigido por criterios técnicos e institucionalmente sólido, se le suma la importancia de la industria energética para el desarrollo de la nación, se puede concluir que el riesgo propio de la actividad presenta una fuerte correlación con el riesgo general del país.

En forma complementaria se considera 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.

Tampoco es ajeno al proceso de clasificación que el plan de inversión de la compañía está 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 2014, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 6,3 veces aproximadamente (descontando el prepago de la serie L este indicador llegaría a 6,0 veces), y una relación EBITDA sobre gastos financieros de aproximadamente de 3,5 veces. A ello se suma, la baja diversidad de clientes y 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 la estabilidad de los flujos de caja del emisor y por tanto el bajo riesgo del negocio la faculta para enfrentar un endeudamiento más elevado que empresas de igual clasificación. Lo anterior, sumado a la viabilidad de largo plazo del sector, permite también un mayor nivel de endeudamiento debido a la alta factibilidad de estructurar deudas de largo plazo o de refinanciar los pasivos.

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, dentro de un contexto que implique planes de inversión que no comprometan significativamente sus flujos futuros.

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. Al año móvil terminado en septiembre de 2014, esta razón es de 6,3 veces y tras el prepago de la serie L esta relación caería a 6,0 veces.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Demanda no responde a los volúmenes de energía transmitidos, sino que los ingresos provienen por el 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 80,4% 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 (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 2013

Los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 219.949 millones, lo que representa un aumento de 3,0% respecto a igual período de 2012. Este aumento se explica por un mayor ingreso por venta de peajes, de un 7,9%, impulsada por los servicios de nuevos proyectos que aportaron ingresos por \$ 13.479 millones.

Los costos de explotación cayeron un 12,3% a \$ 71.986 millones, de ellos el 59,3% corresponde a depreciación de los activos fijos, mientras que el 40,7% restante corresponde a costo de personal, suministro y servicios contratados. Por su parte, los gastos de administración y ventas crecieron un 8,7% productos por el incremento en el gasto de estudios de prefactibilidad y otros costos asociados al estudio de transmisión troncal de 2014.

De esta forma, el EBITDA de la compañía finalizó 2013 en \$ 177.908 millones presentando así un margen EBITDA igual a 80,9%, cifra que en 2012 fue de 77,8%. Las utilidades del periodo subieron un 4,6% totalizando \$64.607 millones.

Por su parte, la deuda financiera de la compañía cerró 2013 en \$1.150.751 millones, un 19,9% superior a 2012.

Resultados enero-septiembre de 2014

Entre enero y septiembre de 2014, los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 184.047 millones, lo que representa un aumento de 15,8% respecto a igual período de 2013. Esta alza responde al incremento de 16,8% en los ingresos percibidos por ventas de peaje que concentran el 98,3% del total de los ingresos. Este incremento está explicado por la puesta en servicio de nuevos proyectos y la compra de activos como la línea Maintencillo-Cardones, entre otros.

Los costos de explotación llegaron a \$ 54.073 millones presentando una disminución de 3,2%. De ellos, el 36,4% correspondió a costos de personal y el 63,6% restante corresponde a depreciación. De esta forma, el EBITDA de la compañía fue de \$151.071 millones lo que representa un aumento de 16,3% respecto del

mismo periodo de 2013, mientras que el margen EBITDA de la compañía alcanzó un 82,1%, cifra que en los nueve primeros meses de 2013 fue de 81,7%.

En tanto, la deuda financiera de la compañía fue de \$1.296.705, lo que representa un incremento de 12,7% respecto del cierre de 2013. Cabe señalar, que la empresa en julio de 2014 emitió bonos en el mercado externo por \$224.708 millones (US\$ 375 millones) con el fin de pagar los bonos de las series E, F, I y también prepagar la serie L, la que tenía previsto pagarse el 15 de diciembre de 2014 y cuyos fondos destinados se encuentra en la cuenta efectivo y equivalentes. De este modo, rebajando el prepago de la serie L, la deuda financiera a septiembre de 2014 serie igual a \$1.235.836 millones.

Eventos recientes

El 22 de enero de 2014 se aprobó, mediante una junta extraordinaria de accionistas, una disminución de capital desde \$857.945 millones a la cantidad de \$776.355 millones, lo que se traduce en una baja de \$ 81.590 millones.

El 14 de julio de 2014, Transelec colocó bonos en el mercado extranjero por un monto de US\$ 375 millones. La fecha de vencimiento es el 14 de enero de 2025 y se pagará una tasa nominal igual a 4,25%. La tasa efectiva de colocación fue de 4,372%.

El 2 de octubre de 2014, la empresa acordó la absorción de Transelec Norte por parte de Transelec. Esta operación se materializó el primero de diciembre mediante la adquisición del 0,01% de las acciones de Transelec Norte S.A.

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 el mismo lapso, la generación bruta no cayó en ningún año, a pesar de la contracción del PIB durante 2009). 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 troncal e instalaciones dedicadas a clientes privado, ingresos que aumentan en la medida que sea necesario construir nuevas instalaciones de transporte de electricidad; a diferencia de las instalaciones de subtransmisión, cuya remuneración depende del volumen de electricidad transmitido.

Importancia del sector eléctrico: El crecimiento económico y 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. Más aun, 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 80% de los ingresos y ha promediado un 80,4% desde 2010.

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 liderado por BAM y compuesto además por 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 netos por US\$ 182 mil millones en el caso de BAM, de US\$ 213 mil millones en el caso de CPP, de US\$ 104 mil millones en el caso de bcIMC y de US\$ 85,3 mil millones en el caso de PSP.

Buen acceso a las fuentes de financiamientos externos: La empresa ha mostrado en los hechos que tienen adecuado acceso a créditos de bancos y de inversionistas, tanto locales como extranjeros. Durante el año 2014, se colocó en el exterior un bono por US\$ 375 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.

Factores de riesgo

Concentración de clientes: El 79,9% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2014, provino de tres clientes: Endesa 48,2%; Aes Gener 15,9% y Colbún 15,9%. 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 (Endesa: AA; Colbún: AA-).

Riesgo financiero: Considerando datos a septiembre de 2014, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 6,3 veces aproximadamente (descontando el prepago de la serie L este indicador llega a 6,0 veces), y una relación EBITDA sobre gastos financieros de aproximadamente 3,5 veces. 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.

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 llevó a cabo 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 además 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 objeto que las centrales generadoras, tanto nacionales como extranjeras, puedan transmitir la energía eléctrica que producen y llegar hasta sus centros de consumo.
- Además, **Transelec** presta servicios de consultoría en las especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas relacionadas con su objeto exclusivo y desarrolla otras actividades comerciales e industriales que se relacionen con el aprovechamiento de la infraestructura destinada a la transmisión eléctrica.

Con todo, 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 de la siguiente manera:

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

Estas sociedades son vehículos de inversión controladas por ETC Holdings Ltd. A su vez, la propiedad de ETC Holdings Ltd., está conformada por las siguientes cuatro entidades:

Nombre De Accionistas	Participación
BrookfieldAsset Management (BAM)	27,7%
Canadian Pension Plan Investment Board (CPP IB)	27,7%
British Columbia Investment Management Corp (BcIMC)	26,1%
Public Sector Pension (PSP)	18,5%
Total	100%

BAM es un consorcio cuyo objeto es la administración de activos a nivel global, gestionando en la actualidad cerca de US\$ 200.000 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 17 millones de canadienses, con activos administrados a septiembre de 2014 por US\$ 213.285 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\$ 103.731 millones.

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\$ 85.259 millones en activos.

⁴ Tipo de cambio utilizado en septiembre de 2014: CaD\$ 1,099/US\$.

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 casi 100% de origen termoeléctrico y el sistema alcanza 4.581 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 13.183 MW de potencia instalada, con 46% hidroeléctrica y 54% termoeléctrica, aunque la composición de la generación varía en función de la disponibilidad de agua, que depende de la pluviometría.
- 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 (EDELMAG 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 troncal y sistemas de subtransmisión es un servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene la obligación de prestar servicio en el sistema troncal, 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 su respectiva área 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

-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, que son 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" (AVI, equivalente aproximadamente a un 10% anual del VI) 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, pudiendo posteriormente las empresas eléctricas presentar discrepancias ante el Panel de Expertos del sector, quien finalmente define una u otra postura para cada parámetro, dictando finalmente el Ministerio de Energía el Decreto de tarificación troncal, que además incluye las fórmulas de indexación de las tarifas.

-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. Su remuneración es fijada por la autoridad cada cuatro años, utilizándose también el AVI+COMA, considerando además 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.

-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.

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 necesario 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 la 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 retiros de energía en esa área 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. 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 troncal 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, **Transelec** posee 9.271 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 13.539 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, la empresa posee el 100% de las líneas de 500 kV del país, el 51% de las líneas de 220 kV, el 86% de las líneas de 154 kV, y el 11% 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.

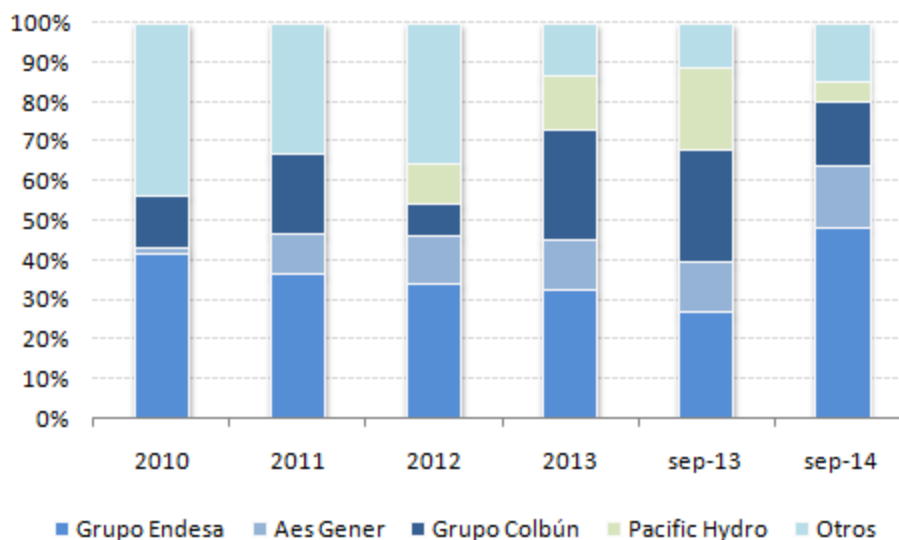
La empresa cuenta con 56 subestaciones ubicadas en ambos sistemas interconectados que transforman la electricidad transportada en altas tensiones a bajas tensiones para su distribución en las ciudades.

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 parte a los consumidores.

Dentro de las ventas por cliente, en septiembre de 2014 se destaca el grupo Endesa con el 48,2% en la participación de los ingresos. Es importante destacar que parte importante de estos ingresos están amparados por contratos de largo plazo:

Ilustración 1
Concentración de los ingresos según cliente
 (Como porcentaje de los ingresos)

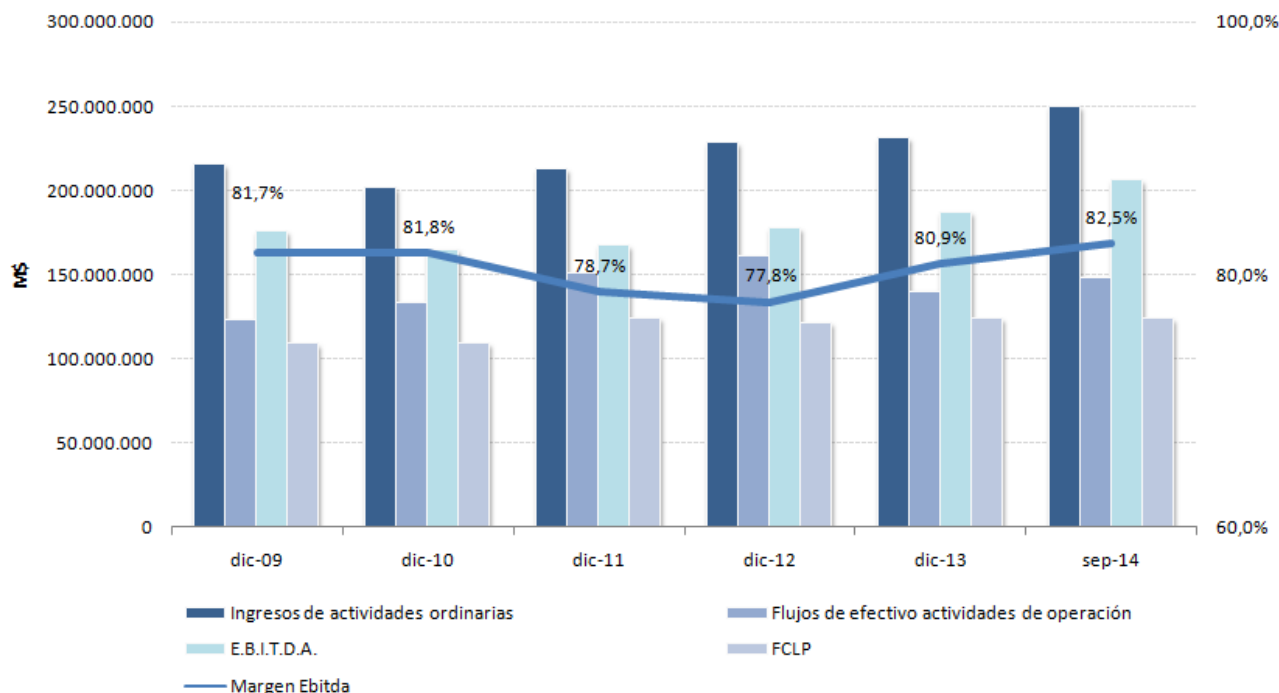


Análisis financiero⁵

Evolución 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 de contemplarse mecanismos de reajuste que permiten que en términos reales los precios permanezcan bastante estables. En este sentido, los ingresos pueden aumentar en la medida que se incorporen nuevas obras, en particular de los tendidos troncales, 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, entorno a 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
(M\$. 2009-septiembre 2014)



⁵ Para efectos comparativos, las cifras a septiembre 2014 han sido consideradas como año móvil, esto es, desde octubre 2013 a septiembre 2014.

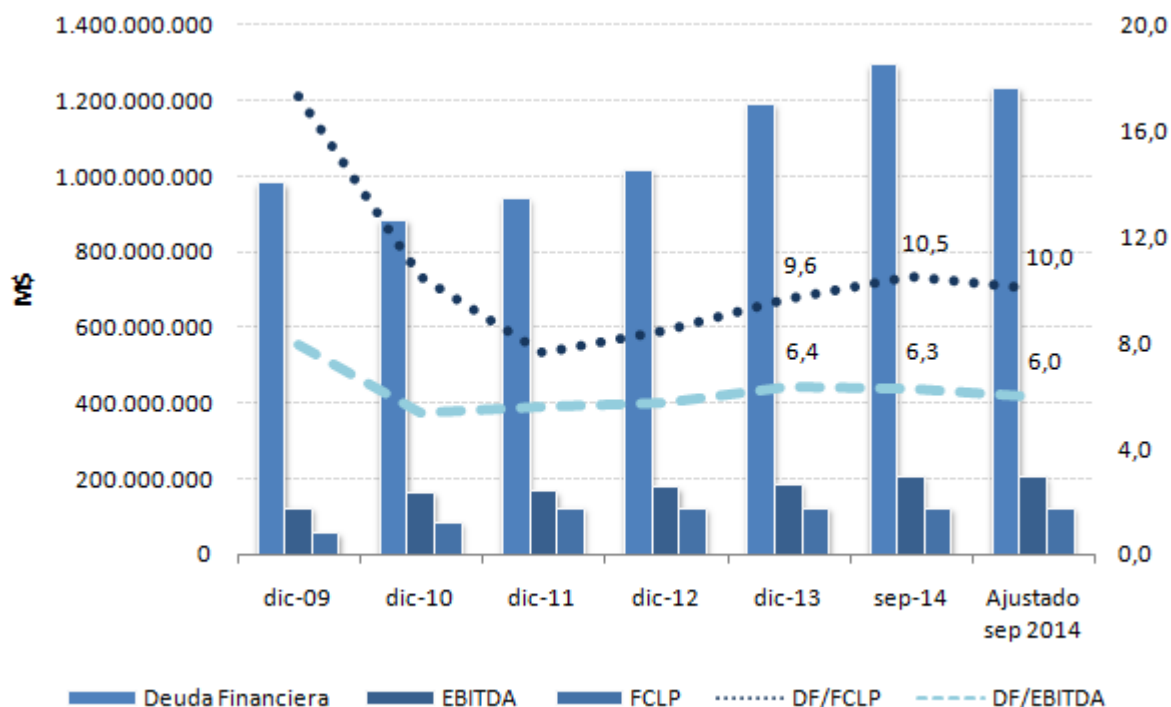
⁶ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

Evolución del endeudamiento y liquidez

El endeudamiento financiero de **Transelec**, medido en términos relativos como la relación entre deuda financiera (DF) y la generación de caja de la empresa (EBITDA), ha fluctuado entre las 5,4 y 6,4 veces, en el período 2010-2014. Si para este análisis se descuenta a la deuda financiera el prepago de la serie L, pasivo que en los estados financieros a septiembre de 2014 se muestra duplicado producto de la emisión de bonos en el extranjero cuya porción está destinada para pagar anticipadamente esta serie, el nivel de deuda financiera sobre EBITDA llegaría a 6,0 veces, lo que representa una disminución desde el cierre de 2013. Por su parte, el endeudamiento financiero sobre el FCLP, ha sido más elevado, llegando incluso a superar las diez veces en los años 2009 y 2010, para posteriormente estabilizarse. Si se realiza el mismo ejercicio anterior, es decir descontando el monto adeudado por la serie L, el ratio deuda financiera sobre FCLP llegaría a 10 veces, tal como se muestra en la Ilustración 3.

Cabe recordar que por ser una empresa perteneciente a un sector cuyas inversiones son en infraestructura a largo plazo, con una regulación que permite recuperar costos y obtener una rentabilidad adecuada, en opinión de **Humphreys** el endeudamiento aceptado para **Transelec** puede ser más elevado en comparación a otras empresas de igual calificación de riesgo.

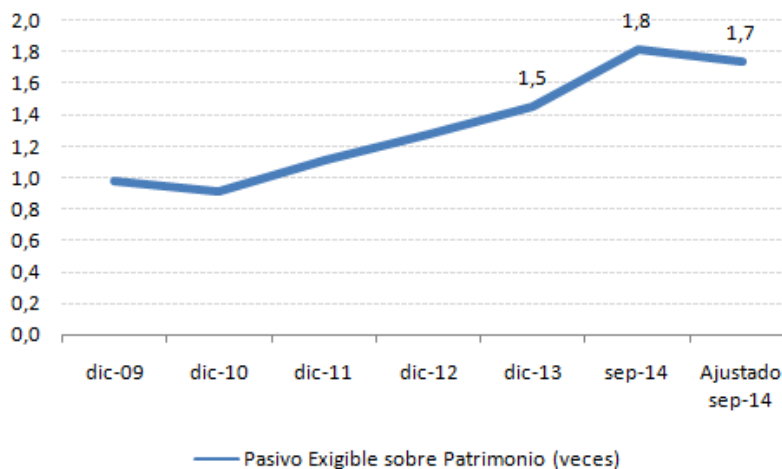
Ilustración 3
Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP
(M\$. 2009-septiembre 2014)



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

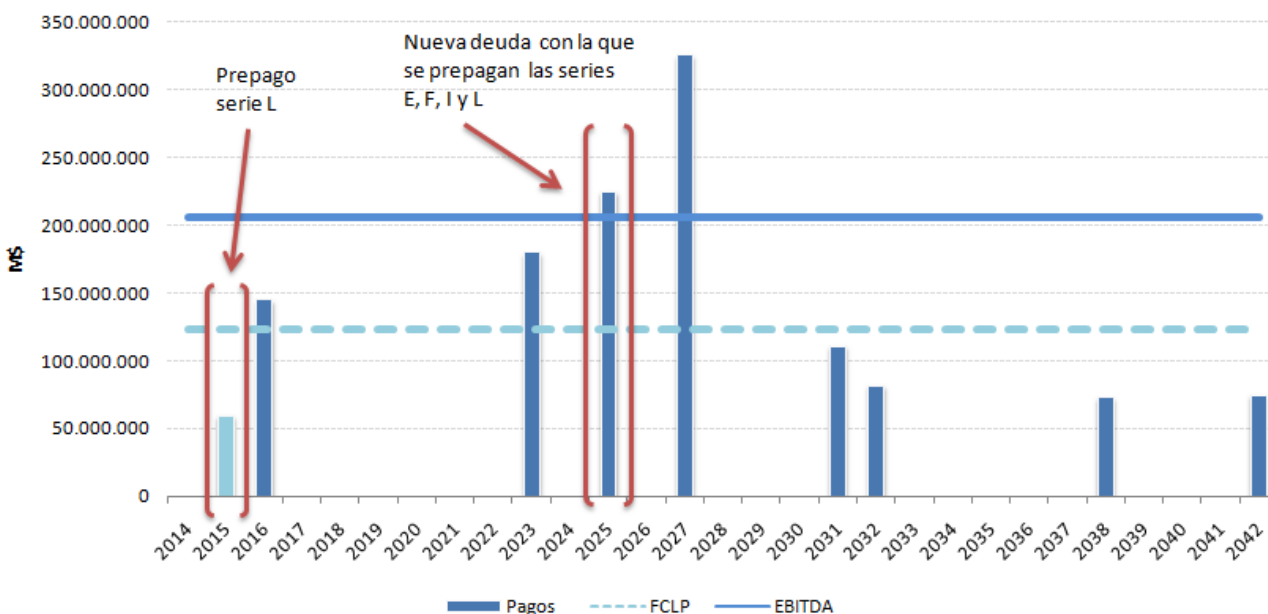
patrimonio de la compañía pasó de 1,5 veces—en diciembre de 2013— a 1,8 veces según los datos de los estados financieros de septiembre de 2014. Si se ajustan los pasivos financieros y se descuenta el prepago de la serie L, este indicador cerraría en 1,7 veces.

Ilustración 4
Evolución pasivo exigible sobre patrimonio
 (Veces. 2009-septiembre 2014)



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. Por su parte, en los períodos en que los vencimientos son mayores a la generación de caja, las adecuadas posibilidades de refinanciamiento de la compañía para hacer frente a sus responsabilidades futuras, en opinión de **Humphreys**, hacen que esta deuda sea considerada concordante con el nivel de riesgo otorgado a la empresa según características propias del negocio ya discutidas.

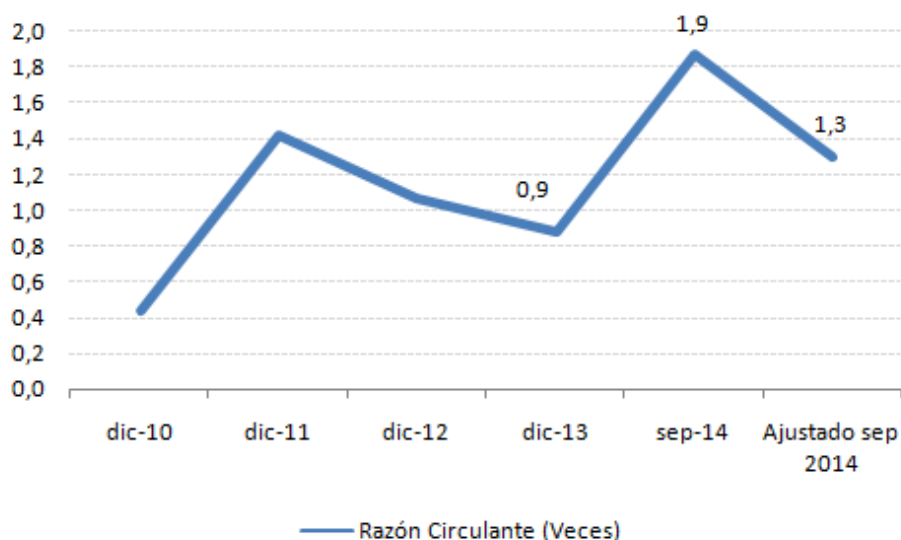
Ilustración 5
Perfil de vencimientos
 (M\$)



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. A septiembre de 2014, la compañía presenta una posición sólida en términos de liquidez producto del pago de las series E, F e I y su consecuente disminución de los pasivos corrientes, los que pasaron de \$ 238.758 millones, en diciembre de 2013, a \$105.384 millones a septiembre de 2014. De esta forma la razón pasó de 0,9 veces en diciembre 2013 a 1,9 veces a septiembre de 2014. Sin embargo, esta última cifra contiene los fondos destinados para el prepago de la serie L por ello, una vez realizado el prepago, el índice disminuiría a 1,3 veces, tal como se muestra en la Ilustración 6.

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

Ilustración 6
Evolución de la razón circulante
(Veces)

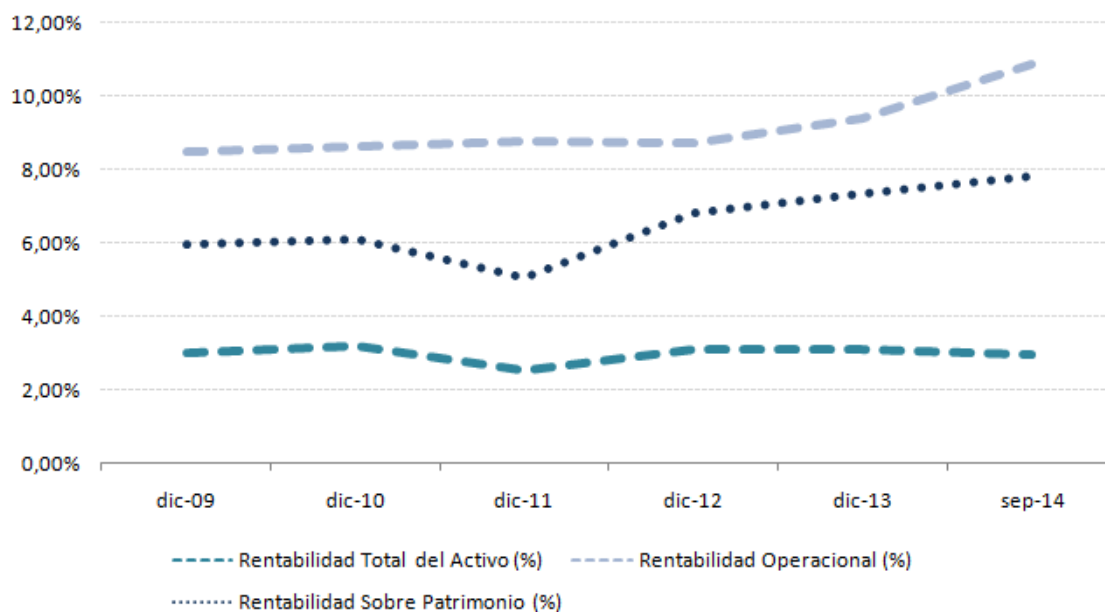


Evolución de la rentabilidad⁸

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.

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.

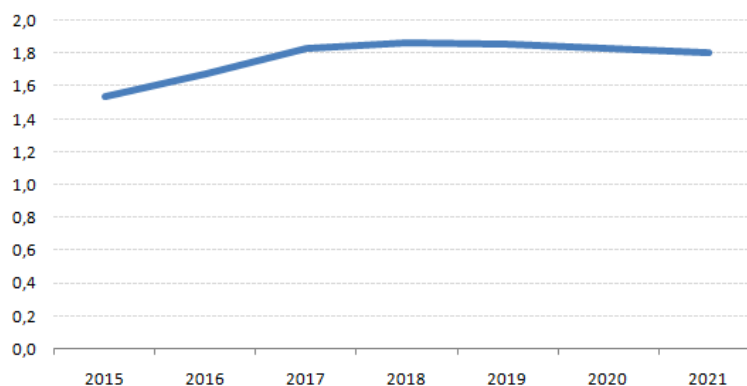
Ilustración 7
Evolución de las rentabilidades
 (%. 2009-septiembre 2014)



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 1,5, con una tendencia al alza. La evolución y proyección para la presente década del indicador de cobertura global⁹ se muestra a continuación:

Índice de Cobertura Global
 (2015-2021)



⁹ Esta sensibilización se hizo a base de supuestos utilizados por **Humphreys**

Líneas y series de bonos inscritos y vigentes

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	480
▪ Fecha de inscripción:	09/11/2006
▪ Plazo de la línea:	10 años
▪ Monto:	UF 19.500.000

Primera Emisión (Serie C)

• Monto colocado:	UF 6.000.000
• Fecha de inscripción:	31/01/2007
• Tasa de carátula:	3,5%
• Vencimiento:	9,5 años

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	481
▪ Fecha de inscripción:	09/11/2006
▪ Plazo de la línea:	25 años
▪ Monto:	UF 19.500.000

Primera Emisión (Serie D)

• Monto colocado:	UF 13.500.000
• Fecha de inscripción:	23/11/2006
• Tasa de carátula:	4,25%
• Vencimiento:	21 años

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	598
▪ Fecha de inscripción:	31/07/2009
▪ Plazo de la línea:	10 años
▪ Monto máximo:	UF 20.000.000

- **Línea de bonos**

▪ Inscripción N°	599
▪ Fecha de inscripción:	31/07/2009
▪ Plazo de la línea:	30 años
▪ Monto máximo:	UF 20.000.000

Primera Emisión (Serie H)

- Monto colocado: UF 3.000.000
- Fecha de inscripción: 05/08/2009
- Tasa de carátula: 4,8%
- Vencimiento: 22 años

Segunda Emisión (Serie K)

- Monto colocado: UF 1.600.000
- Fecha de inscripción: 16/11/2009
- Tasa de carátula: 4,6%
- Vencimiento: 22 años

Tercera Emisión (Serie M)

- Monto colocado: UF 3.400.000
- Fecha de inscripción: 29/12/2010
- Tasa de carátula: 4,05%
- Vencimiento: 22 años

Tercera Emisión (Serie N)

- Monto colocado: UF 3.000.000
- Fecha de inscripción: 29/12/2010
- Tasa de carátula: 3,95%
- Vencimiento: 28 años

- **Línea de bonos**

- Inscripción N° 743
- Fecha de inscripción: 05/02/2013
- Plazo de la línea: 10 años
- Monto máximo: UF 20.000.000

Primera Emisión (Serie O) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: UF 3.100.000
- Fecha de inscripción: 10/04/2013
- Tasa de carátula: 3,70%
- Vencimiento: 5 años

Segunda Emisión (Serie R) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: UF 2.000.000

- Fecha de inscripción: 18/07/2014
- Tasa de carátula: 2,70%
- Vencimiento: 5 años

Segunda Emisión (Serie U) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: \$ 50.000.000.000
- Fecha de inscripción: 18/07/2014
- Tasa de carátula: 5,4%
- Vencimiento: 5 años

- **Línea de bonos**

- Inscripción N° 744
- Fecha de inscripción: 05/02/2013
- Plazo de la línea: 30 años
- Monto máximo: UF 20.000.000

Primera Emisión (Serie P) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: UF 3.100.000
- Fecha de inscripción: 10/04/2013
- Tasa de carátula: 3,95%
- Vencimiento: 25 años

Primera Emisión (Serie Q)

- Monto colocado: UF 3.100.000
- Fecha de inscripción: 10/04/2013
- Tasa de carátula: 3,95%
- Vencimiento: 29,5 años

Segunda Emisión (Serie T) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: UF 6.000.000
- Fecha de inscripción: 18/07/2014
- Tasa de carátula: 3,8%
- Vencimiento: 27 años

Segunda Emisión (Serie S) Inscrita y No Colocada

- Monto inscrito: UF 6.000.000
- Fecha de inscripción: 18/07/2014
- Tasa de carátula: 3,8%
- Vencimiento: 21 años

Covenants Financieros

Nivel de endeudamiento: Inferior a 0,7 veces (0,63 veces a septiembre 2014).

Patrimonio mínimo: UF 15 millones (UF 33,90 millones a septiembre 2014).

Test de distribución de pagos restringidos: Flujo neto de la operación/costos financieros > 1,5 (4,03 a septiembre de 2014).

"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".