



Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

Razón reseña:
Anual desde Envío Anterior

A n a l i s t a s

Carlos García B.

Elisa Villalobos H.

Tel. (56-2) 2433 5200

carlos.garcia@humphreys.cl

elisa.villalobos@humphreys.cl

Transelec S.A.

Enero 2014

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16°
Las Condes, Santiago – Chile
Fono 2433 52 00 – Fax 2433 52 01
ratings@humphreys.cl
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Líneas de bonos	A+ Estable 30 septiembre 2013
Tendencia	
EEFF base	

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Línea a 10 años	Nº 480 de 09.11.2006
Serie C	Primera Emisión
Línea a 25 años	Nº 481 de 09.11.2006
Serie D	Primera Emisión
Línea a 10 años	Nº 598 de 31.07.2009
Serie E	Primera Emisión
Serie F	Primera Emisión
Serie I	Segunda Emisión
Serie L	Tercera Emisión
Línea a 30 años	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	Nº 743 de 05.02.2013
Serie O	Primera Emisión
Línea a 10 años	Nº 744 de 05.02.2013
Serie P	Primera Emisión
Serie Q	Primera Emisión

Estado de Resultados Consolidado, IFRS

M\$	2009	2010	2011	2012	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013
Ingresos de Actividades Ordinarias	186.034.914	177.252.534	193.151.606	212.806.019	161.323.011	158.954.205
Costo de Ventas	-72.511.232	-68.582.055	-73.830.830	-82.065.448	-62.220.304	-55.863.960
Gasto Administración y Venta	-6.415.473	-8.217.673	-9.917.187	-13.560.853	-7.957.124	-10.953.652
Resultado Operacional	107.108.209	100.452.806	109.403.589	117.179.718	91.145.583	92.136.593
Gastos Financieros	-59.577.282	-29.151.236	-31.416.973	-37.252.682	-27.350.706	-35.442.235
Utilidad Neta	54.708.063	55.825.052	46.839.620	61.749.315	51.987.150	42.182.477
EBITDA	151.951.443	144.927.102	151.879.729	165.518.212	125.480.120	129.892.447

Estado de Situación Financiera Consolidado, IFRS

M\$	2009	2010	2011	2012	Ene-Sep 2012	Ene-Sep 2013
Activos Corrientes	180.370.023	79.312.345	154.709.063	189.399.467	120.605.616	249.165.079
Activos No Corrientes	1.632.025.599	1.676.932.713	1.786.268.594	1.808.124.203	1.821.683.925	1.916.896.494
Total Activos	1.812.395.622	1.756.245.058	1.940.977.657	1.997.523.670	1.942.289.541	2.166.061.573
Pasivos Corrientes	43.915.476	183.110.862	108.732.542	178.058.854	108.036.106	112.973.063
Pasivos No Corrientes	850.545.775	653.617.590	911.203.296	942.493.326	921.798.011	1.179.450.005
Total Pasivos	894.461.251	836.728.452	1.019.935.838	1.120.552.180	1.029.834.117	1.292.423.068
Patrimonio	917.934.371	919.516.606	921.041.819	876.971.490	912.455.424	873.638.505
Total Pasivos y Patrimonio	1.812.395.622	1.756.245.058	1.940.977.657	1.997.523.670	1.942.289.541	2.166.061.573
Deuda Financiera Total	852.269.753	786.795.438	869.661.101	959.405.475	882.625.643	1.135.057.255

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 9.270 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de entre 66 kV y 500 kV conectadas a 54 subestaciones en ambos sistemas, mientras que sus instalaciones de transformación poseen una capacidad total de 13.539 MVA.

En 2012, la empresa generó ingresos por US\$ 444,6¹ millones y un EBITDA de US\$ 345,8 millones, de los cuales aproximadamente el 93% provienen del negocio de transmisión en el SIC, donde controlaba, a esa fecha, el 85% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal. En el SING, en tanto, y a esa misma fecha, era propietaria del 100% de este tipo de líneas. Por su parte, en los nueve primeros meses de 2013, sus ingresos alcanzaron a US\$ 316,03 millones², con un EBITDA de US\$ 258,25 millones, mientras que su deuda financiera al 30 de septiembre de 2013 ascendía al equivalente de US\$ 2.256 millones, compuesta en 85,8% de bonos emitidos en Chile, 13,3% de un bono en EE.UU. y de 0,9% préstamos bancarios.

La clasificación de riesgo de los títulos de deuda emitidos por **Transelec** en "*Categoría A+*" 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 ubicado en el rango sobre 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 (57% de los ingresos) y en la totalidad de los sistemas adicionales, 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 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 del emisor respecto a su generación anual de flujos, 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

¹ Tipo De cambio usado: \$ 478,60/US\$.

² Tipo De cambio usado: \$ 502,97/US\$.

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).

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. Si bien, en el año móvil terminado en septiembre de 2013, esta razón es de 6,6 veces, se trata de un hecho puntual, puesto que la empresa, por mejores tasas, adelantó la deuda que iba a tomar en 2014.

Por otra parte, en diciembre de 2013 la empresa repartió dividendos por US\$ 150 millones. Con ello la empresa verá levemente modificado el indicador de endeudamiento correspondiente a la deuda total/capitalización. Actualmente este ratio está en 0,57 veces y, de acuerdo a los *covenants* establecidos en los bonos emitidos por la compañía, esta relación debe ser menor o igual a 0,7 veces. Al realizar el reparto del dividendo especial, a través de la disminución de capital, el indicador se sitúa en 0,60 veces.

A su vez se estima que el ratio deuda a patrimonio, que en septiembre de 2013, se situaba en 1,5 veces, subiría a 1,62 veces durante el primer semestre de 2014.

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 79,2% 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

Fortalezas de apoyo

- Experiencia 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 A

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una buena capacidad del pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es susceptible de deteriorarse levemente ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

“+” Corresponde a los títulos de deuda con menor 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 enero-septiembre de 2013

Entre enero y septiembre de 2013, los ingresos de **Transelec** llegaron a \$ 158.954 millones, lo que representa una contracción de 1,9% respecto a igual período de 2012. Esta disminución se debe a los menores ingresos percibidos por los servicios de ingeniería a terceros que descendieron en 70,5%. A septiembre de 2013 ascendían a \$3.966, mientras que en el mismo periodo de 2012 alcanzaban los \$13.427. La ponderación de esta partida, en el total de ingresos, llegó a 2,5% en 2013; mientras que en 2012 tenían una participación del 8,3%.

Prácticamente, la totalidad de los ingresos de **Transelec** provienen de las ventas de peajes, que en los nueve meses de 2013 crecieron 4,4% hasta \$ 154.988 millones.

Los costos de explotación, por su parte, llegaron a \$ 55.864 millones, representando una reducción del 10,2% respecto a la cifra registrada en los primeros tres trimestres de 2012. Con esto, el margen de explotación llegó a \$ 103.090 millones, aumentando así en 4,0%. Entretanto, los gastos de administración y ventas crecieron un 37,7%, alcanzando \$ 10.954 millones, con lo que el resultado operacional llegó a \$ 92.137 millones, guarismo 0,4% superior al registrado entre enero y septiembre de 2012. El EBITDA aumentó en 3,5% a \$ 129.892 millones.

A pesar del leve crecimiento en el resultado operacional, a septiembre de 2013 la utilidad de la empresa se vio afectada por el resultado fuera de la explotación. Esto último debido al aumento en los costos financieros que crecieron un 29,6% alcanzando los \$35.442 millones. Este incremento proviene de los préstamos de corto plazo obtenidos mediante el *Revolving Credit Facility* (RCF), la colocación de los bonos Serie Q (por UF3.100.000) y la serie Senior Note.

Las pérdidas por diferencias de cambio se multiplicaron en casi 14 veces, llegando a \$4.055 millones, debido al impacto del alza por tipo de cambio asociada al uso del RCF.

Con esto, las utilidades del periodo cayeron un 18,9% cerrando los nueve primeros meses del año en \$42.182 millones.

Eventos recientes

En febrero de 2013 la empresa inscribió ante la SVS dos líneas de bonos. La primera de ellas, con número de inscripción 743, tiene un plazo de 10 años por un monto máximo de UF 20.000.000. Con cargo a esta línea se inscribió, pero no se colocó, la serie O por un monto de UF 3.100.000 a 5 años, cuya tasa carátula fue de 3,7%.

La segunda de ellas, con número de inscripción 744, tiene un plazo de 30 años por un monto máximo de UF 20.000.000. Con cargo a esta línea se inscribieron dos series. La primera es la serie P, inscrita y no colocada. La segunda es la serie Q por un monto de UF 3.100.000 a 29,5 años, cuya tasa de carátula fue de 3,95%.

El 23 de julio de 2013, Transelec colocó bonos en los mercados internacionales bajo la regla 144A y la Regulación S de la United States Securities Act de 1933, por un monto igual a US\$ 300 millones. El plazo del bono es de 10 años y se pagará una tasa de interés nominal de 4,625% anual.

El viernes 24 de octubre, Transelec inauguró la ampliación de la subestación Charrúa, que permitirá incrementar en 25% la capacidad de transmisión de energía desde Concepción a Santiago.

En diciembre de 2013, la empresa distribuyó un dividendo especial por US\$ 150 millones, debido al exceso de liquidez (caja) originado por la venta de la línea de transmisión Caserones (US\$ 170 millones) el cual será transformado en una disminución de capital por el mismo monto durante el primer semestre de 2014.

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 periodos 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, 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 79,2 % desde 2010.

Experiencia de los accionistas: BrookfieldAsset 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.

Factores de riesgo

Concentración de clientes: El 75,9% de los ingresos de **Transelec**, en los nueve primeros meses de 2013, provino de tres clientes: Colbún 28,4%; Endesa 26,9% y PacificHydro 20,6%. 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-). Cabe señalar que el riesgo a la exposición a un solo cliente, en este caso Endesa, ha tendido a disminuir. Históricamente este cliente ha representado más del 50% de los ingresos de la compañía, pero 2012 cerró con una participación del 34%.

Riesgo financiero: Considerando datos a septiembre de 2013, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 6,61 veces aproximadamente, y una relación EBITDA sobre gastos financieros de aproximadamente 3,7 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

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.

Estas entidades estatales llevaron a cabo el Plan de Electrificación en todo el territorio nacional, construyendo centrales generadoras y líneas de transmisión inicialmente en regiones. Con el tiempo, estas líneas 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, 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 CanadaPension Plan Investment Board, British Columbia Investment Management Corporation y Public Sector Pension Investment Board 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 empresas:

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\$ 184.000 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 y Chile, totalizando más de 11 mil km de líneas de transmisión. BAM está clasificado actualmente en categoría Baa2 con perspectiva estable a escala global.

CPP maneja activos en representación del plan de pensiones canadiense establecido para más de 17 millones de canadienses (manejado independientemente del Canadian Pension Plan), con activos administrados a septiembre de 2013 por US\$ 185.427 millones³.

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\$ 97.161 millones⁴ a marzo de 2013.

(PSP) Fondos 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\$ 74.000 millones⁴ en activos.

³Tipo de cambio utilizado en septiembre de 2013: CaD\$ 1,04/US\$

⁴Tipo de cambio utilizado de marzo de 2013: CaD\$ 1,025/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 en el caso de **Transelec**), y está constituido por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones económicamente necesarias y eficientes 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 y dispuesto para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras, estableciéndose como subtransmisión siempre y cuando la línea no sea utilizada por un grupo reducido de generadores. 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 (la autoridad ha definido siete sistemas de subtransmisión) 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, finalmente dictándose 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, mediante el cobro, por parte de **Transelec**, de 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) deberán 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. Los sistemas troncales son aquellas áreas comunes para los distintos actores del sector eléctrico, la columna vertebral del sistema. Los sistemas de subtransmisión son aquellos que permiten retirar la energía del sistema troncal para derivarla a los sistemas locales. Los adicionales son aquellos dedicados a un solo cliente en particular (generador o cliente libre).

Activos y clientes

Activos

Transelec es la empresa propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones de transmisión eléctrica 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 9.270kilómetros 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, Bío-Bío y Sur. Estas gerencias tienen 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 154kV, y el 11% de las líneas de transmisión de 110 y 66kV. De este modo, **Transelec** se posiciona como la empresa transmisora más importante a nivel nacional y es posible apreciar que la compañía ha planteado liderar y mantener mayor presencia en aquellas líneas de mayor voltaje.

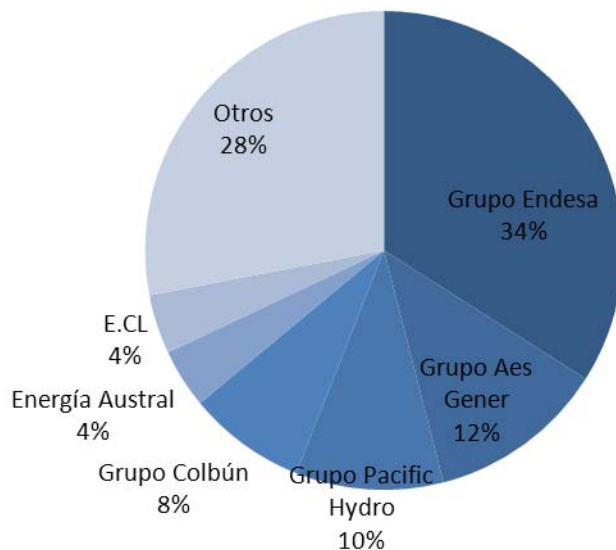
La empresa cuenta con 54 subestaciones ubicadas en ambos sistemas interconectados que transforman la electricidad transportada en altas tensiones a bajas tensiones para su distribución en las ciudades.

Cientes

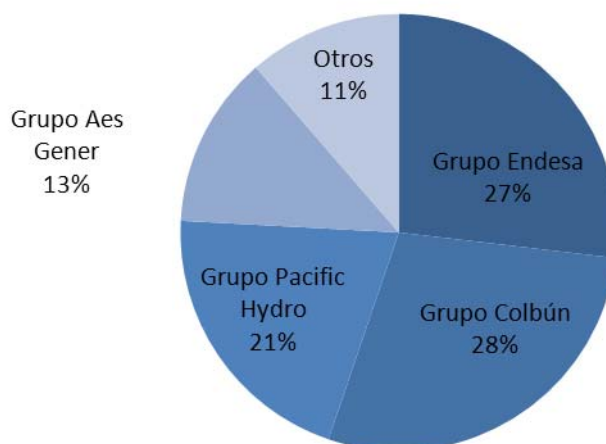
El mercado en que participa **Transelec** está conformado por generadoras que inyectan energía en los sistemas de transmisión para llegar a sus clientes. Bajo la antigua ley eléctrica, el 100% de los peajes eran pagados por las generadoras. Las modificaciones establecidas en la denominada ley corta,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

Dentro de los ingresos por cliente del año 2012 se destaca el grupo Endesa con más del 34% en la participación de los ingresos. Es importante destacar que parte importante de los ingresos provenientes de Endesa están amparados por contratos de largo plazo:

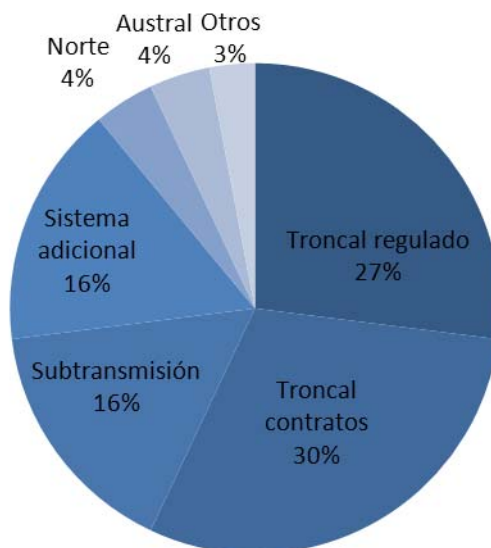
Contribución por clientes a los ingresos de Transelec
A diciembre de 2012



Principales clientes
A septiembre de 2013



**Participación de los ingresos de la empresa
En 2012, según sistema**



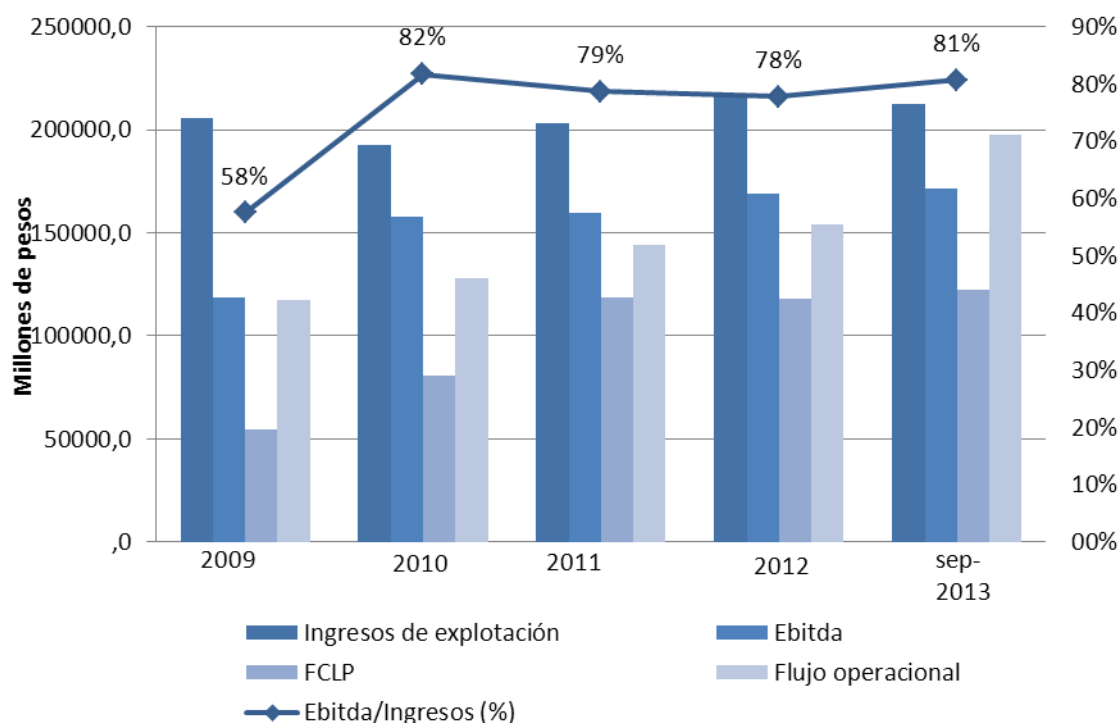
Análisis financiero⁵

Evolución Ingresos y EBITDA

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las ventas, EBITDA y tasa de EBITDA sobre ingresos, considerando hasta septiembre de 2013:

⁵Para efectos comparativos, las cifras a septiembre 2013 han sido consideradas como año móvil, esto es, desde octubre 2012 a septiembre 2013.

Relación de ingresos y EBITDA 2009 a septiembre de 2013



Los ingresos de la compañía tienden a ser estables, como consecuencia 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 de las tarifas que permiten que en términos reales 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).

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 permanecido relativamente estable desde 2010, entre las 5,3 y 6,6 veces. Por su parte, el endeudamiento financiero sobre la generación de caja de largo plazo de la empresa, ha sido más elevado, llegando incluso a superar las diez veces en los

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.

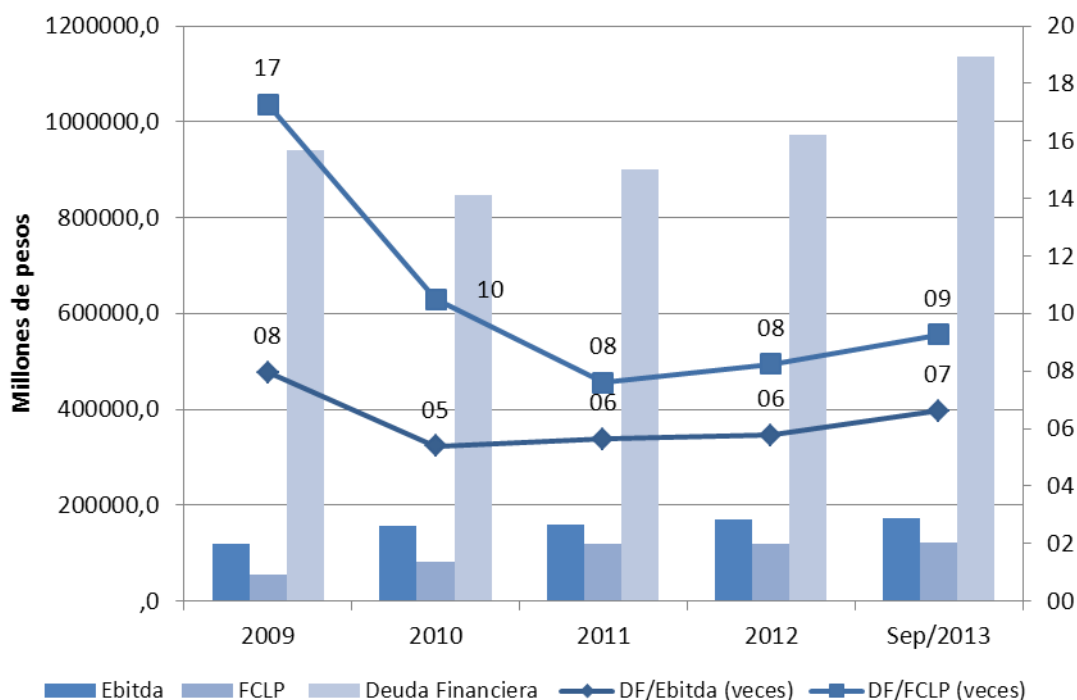
años 2009 y 2010, para posteriormente estabilizarse. Durante el año móvil, terminado en septiembre de 2013, este ratio aumentó a 9,3 veces por el aumento de las nuevas emisiones de bonos.

Del mismo modo, el *leverage* ha sido bastante estable, oscilando en torno a una vez a lo largo de los últimos cinco años, pero en el año móvil a septiembre de 2013, se encumbró a 1,5 veces.

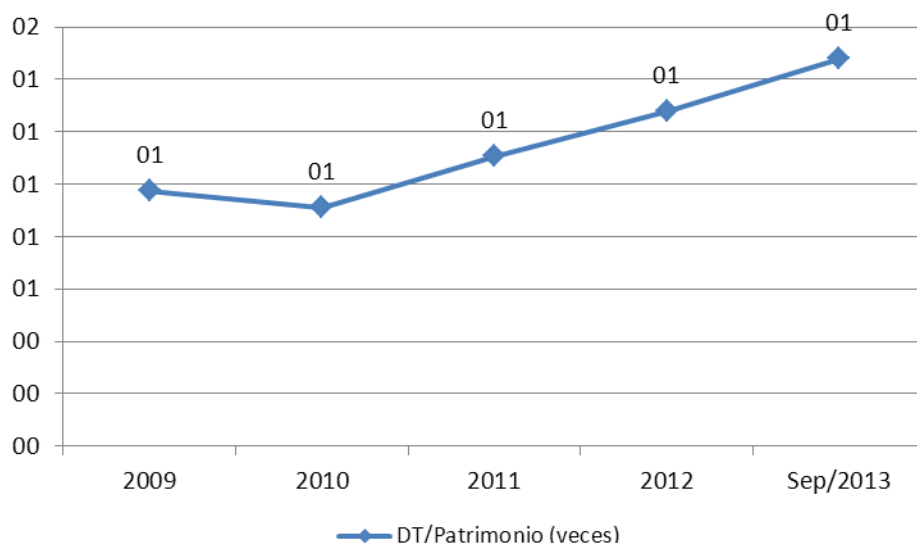
Lo anterior se genera por un incremento de 25,1%, de los pasivos financieros no corrientes. El aumento de estos pasivos se debe a la colocación de dos bonos. El primero, la serie Q, colocado en el mercado nacional por un monto de UF 3.100.000 a 29,5 años y el segundo, un *Senior Notes*, en Estados Unidos por un monto de US\$ 300 millones a 10 años plazo.

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.

Evolución de la deuda financiera
2009 a septiembre de 2013



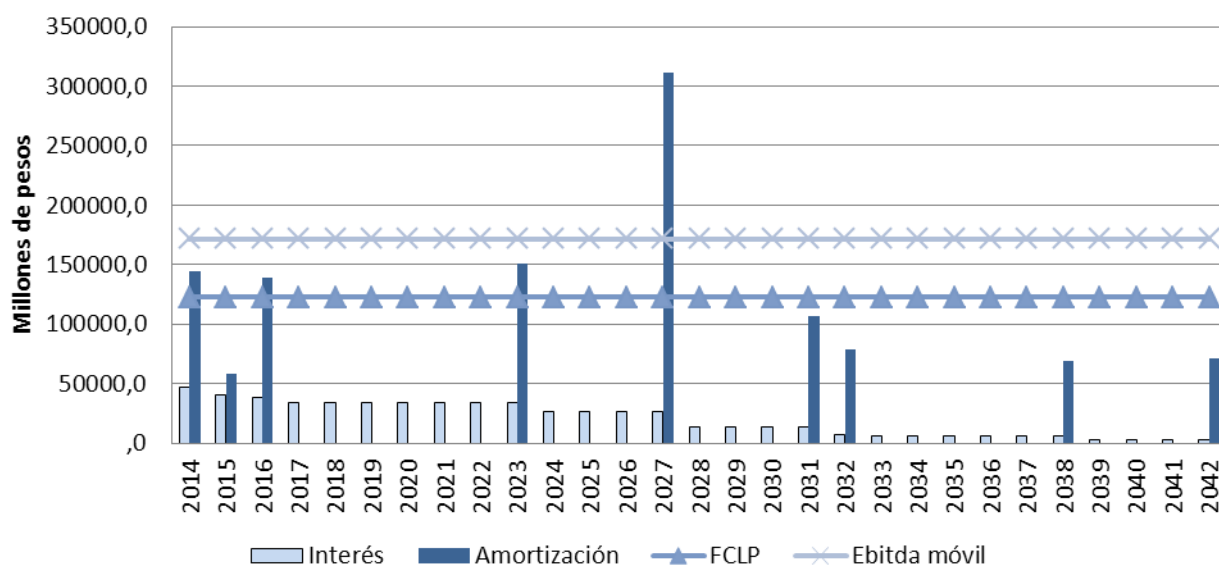
Evolución de los niveles de apalancamiento
2009 a septiembre de 2013



Los pasivos financieros no corrientes de **Transelec**, al 30 de septiembre de 2013, estaban compuestos en un 85,8% por bonos emitidos en Chile, 13,3% por bonos emitidos en el extranjero, el resto, 0,8%, por obligaciones con bancos.

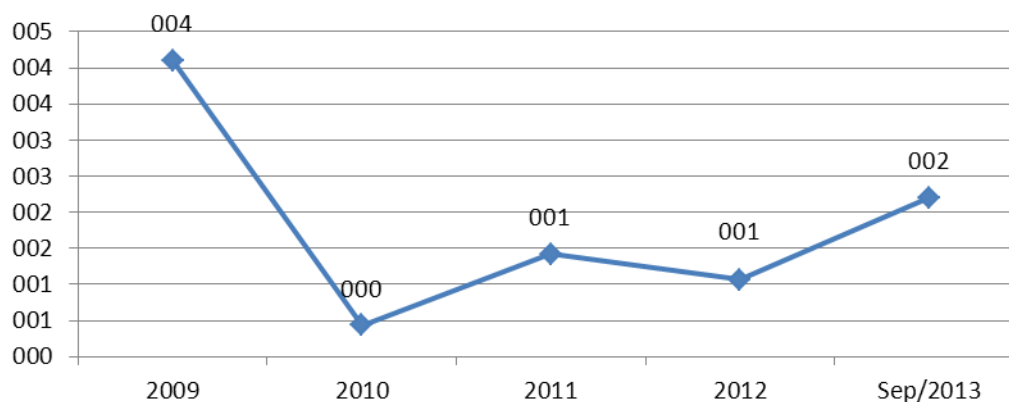
El perfil de los bonos, nacionales como extranjero, muestra que todos ellos son del tipo *bullet*, con el pago de la totalidad del capital al vencimiento. Para la mayor parte de los años, el EBITDA, sin considerar crecimiento futuro, es suficiente para el pago de tales obligaciones. Por su parte, en 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.

Perfil de vencimiento de los bonos



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.

Evolución de la liquidez



En el año móvil, finalizado en septiembre de 2013, la liquidez experimenta un alza respecto a los periodos anteriores, cerrando en 2,2 veces. Esto se debe por el aumento en el efectivo, que se multiplica por seis

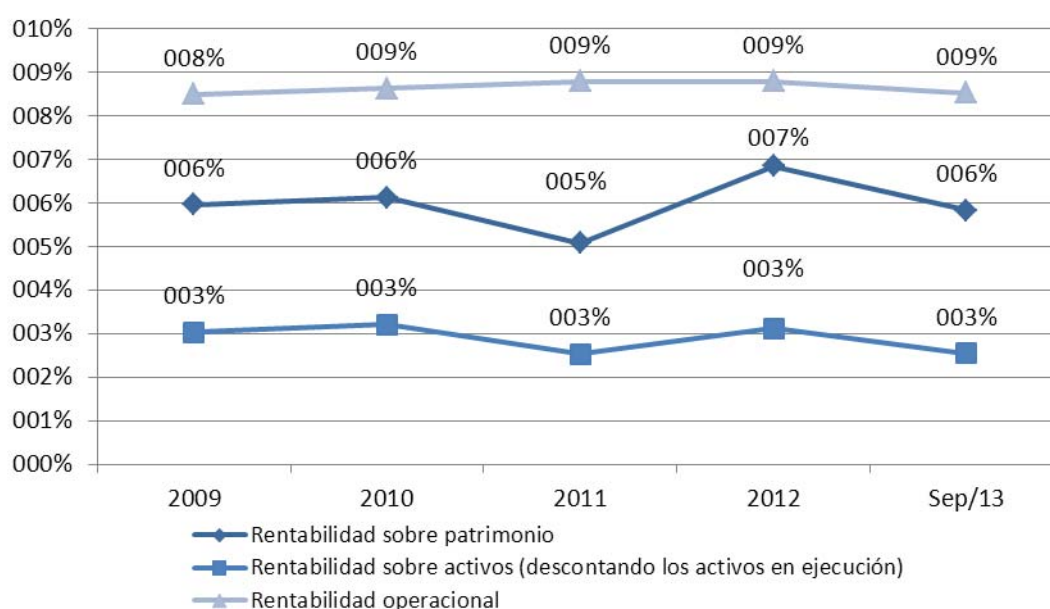
⁷ Razón circulante = activos circulantes o corrientes / pasivos circulantes o corrientes.

veces, respecto del mismo periodo de 2012. Así, si en este tiempo los pasivos circulantes subieron un 2,31%, los activos corrientes se duplicaron.

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.

Evolución de los índices de rentabilidad



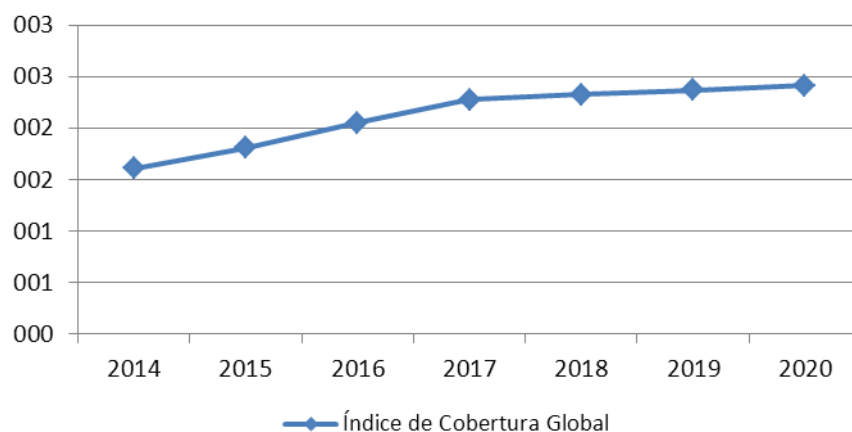
Índice de cobertura global

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:

⁸Rentabilidad 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.

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

Índice de Cobertura Global
2014-2020



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

Primera Emisión (Serie E)

• Monto colocado:	UF 3.300.000
• Fecha de inscripción:	05/08/2009
• Tasa de carátula:	3,9%
• Vencimiento:	5 años

Primera Emisión (Serie F)

• Monto colocado:	\$33.600.000
• Fecha de inscripción:	05/08/2009
• Tasa de carátula:	5,7%
• Vencimiento:	5 años

Segunda Emisión (Serie I)

• Monto colocado:	UF 1.500.000
• Fecha de inscripción:	16/11/2009
• Tasa de carátula:	3,5%
• Vencimiento:	5 años

Tercera Emisión (Serie L)

• Monto colocado:	UF 2.500.000
• Fecha de inscripción:	19/01/2011
• Tasa de carátula:	3,65%
• Vencimiento:	5 años

- **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

- **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

Covenants Financieros

Nivel de Endeudamiento: Inferior a 0,7 veces (0,57 veces a septiembre 2013).

Patrimonio mínimo: UF 15 millones (UF 38,92 millones a septiembre 2013).

Test de distribución de pagos restringidos: Flujo neto de la operación/costos financieros > 1,5 (5,69 a septiembre de 2013).

“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”.