



# Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

## Informe Anual

Analista

Carlos Ebersperger H.

Tel. 56 – 2 – 433 52 19

[carlos.ebersperger@humphreys.cl](mailto:carlos.ebersperger@humphreys.cl)

## Transelec S.A.

Enero 2011

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16°

Las Condes, Santiago – Chile

Fono 433 52 00 – Fax 433 52 01

[ratings@humphreys.cl](mailto:ratings@humphreys.cl)

[www.humphreys.cl](http://www.humphreys.cl)

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
<b>Bonos</b>	<b>A+</b>
<b>Tendencia</b>	<b>Estable</b>
EEFF base	Septiembre 2010

EERR Consolidado, IFRS <sup>1</sup>		
M\$ de Septiembre de 2010	Ene-Sep 09	Ene-Sep 10
Ingresos de Actividades Ordinarias	132.985.437	131.610.536
Costo de Ventas	-49.353.823	-50.502.465
Gasto Administración y Venta	-5.266.876	-6.379.354
Resultado Operacional	78.364.738	74.728.717
Gastos Financieros	-50.449.576	-19.516.312
Utilidad Neta	40.962.943	42.559.489
EBITDA	110.388.479	108.294.104

Balance General Consolidado, IFRS		
M\$ de Septiembre de 2010	Dic-09	Sep-10
Activos Corrientes	180.370.023	117.295.209
Activos No Corrientes	1.632.025.599	1.665.516.658
<b>Total Activos</b>	<b>1.812.395.622</b>	<b>1.782.811.867</b>
Pasivos Corrientes	43.915.476	190.184.243
Pasivos No Corrientes	850.545.775	649.622.087
Total Pasivos	894.461.251	839.806.330
Patrimonio	917.934.371	943.005.537
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>1.812.395.622</b>	<b>1.782.811.867</b>
Deuda Financiera Total	852.269.753	789.654.785

<sup>1</sup> Las cifras de los Estados de Resultados y Balances han sido llevadas, bajo IFRS y PCGA, a pesos de septiembre de 2010 para efectos de comparación, y son utilizadas de esa forma durante todo el informe.

<b>Estado de Resultados Anual Consolidado, PCGA</b>					
<b>M\$ Sept-2010</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Ingreso operacional total	142.636.528	69.484.698	141.676.355	183.427.485	188.574.945
Costo explotación	-41.688.899	-24.214.905	-55.357.341	-59.982.057	-72.005.901
Gasto administración y venta	-5.328.736	-6.044.396	-5.026.718	-6.437.353	-6.587.850
Resultado operacional	95.618.892	39.225.397	81.292.296	117.008.076	109.981.194
Resultado no operacional	-43.004.870	-16.580.596	-42.861.898	-47.012.112	-51.048.695
Gastos financieros	-43.982.619	-14.163.465	-38.412.734	-40.377.732	-43.203.824
Utilidad neta	41.728.546	16.750.085	34.426.791	56.464.252	48.226.665
EBITDA	123.664.570	58.278.468	119.118.883	156.362.804	155.904.166

<b>Balance General Consolidado, al 31 de diciembre, PCGA</b>					
<b>M\$ Sept-2010</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
Activo Circulante	54.317.043	387.971.537	120.651.448	110.426.455	189.731.514
Activo Fijo	752.833.751	1.114.899.144	1.093.625.523	1.096.503.964	1.119.217.999
Otros Activos	159.450.910	525.542.816	531.413.601	571.071.233	544.751.699
Total Activos	966.601.704	2.028.413.498	1.745.690.572	1.778.001.652	1.853.701.212
Pasivo Circulante	56.437.745	175.178.700	70.826.446	59.315.052	127.000.231
Pasivo Largo Plazo	522.907.316	734.415.179	809.240.479	818.110.563	807.710.599
Patrimonio Total	387.254.601	1.118.817.535	865.618.988	900.570.546	918.985.935
Total Pasivos y Patrimonio	966.601.704	2.028.413.498	1.745.690.572	1.778.001.652	1.853.701.212
Deuda Financiera	558.031.740	848.194.725	815.469.107	829.503.634	879.037.184

## 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 más de 8.200 kilómetros de líneas de transmisión de simple y doble circuito en voltajes de entre 66 kV y 500 kV, mientras que sus instalaciones de transformación poseen una capacidad total de 10.231 MVA.

La empresa generó ingresos en torno a US\$ 374 millones y un EBITDA de US\$ 307 millones en 2009, de los cuales aproximadamente el 95% provienen del negocio de transmisión en el SIC., donde controla el 98% del total de las líneas de transmisión pertenecientes al sistema troncal. En el SING, en tanto, es propietaria del 100%. Por su parte, a septiembre de 2010, sus ingresos alcanzaban a US\$ 272 millones, con un EBITDA de US\$ 224 millones, mientras que su deuda financiera ascendía al equivalente de US\$ 1.633 millones.

La clasificación de riesgo de los títulos de deuda emitidos por la sociedad en "*Categoría A+*", se fundamenta principalmente en las características del negocio, con grandes economías de escala (monopolio natural) y un ambiente adecuadamente regulado, lo que genera circunstancias dentro de las cuales se distinguen elevados flujos de caja 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 (a septiembre 2010, la razón EBITDA/ingresos fue de un 82,3%). Por otra parte, la importancia de la industria energética para el desarrollo del país, así como la existencia de un marco regulatorio regido por criterios técnicos, favorecen la estabilidad de sus flujos de ingresos y del nivel de precios.

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. Asimismo, la compañía, a juicio de **Humphreys**, 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, enmarcados dentro del giro habitual de la sociedad.

Desde otra perspectiva, la categoría de riesgo asignada se encuentra supeditada al nivel de endeudamiento del emisor respecto a la generación de flujos anual (dada la escala de evaluación de la clasificadora), 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 del sector (esto último, en opinión de **Humphreys**, con muy baja probabilidad de ocurrencia considerando las características técnicas con que Chile norma el sector eléctrico).

La perspectiva de la clasificación se califica "*Estable*" porque en el corto plazo, en nuestra opinión, 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, no existan cambios regulatorios que deterioren los riesgos del negocio y/o se mantenga o mejore la calidad crediticia de sus clientes.

## Definición de Categorías 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 a septiembre de 2010

Desde 2010 **Transelec** registra sus estados financieros bajo las normas contables IFRS.

En el período enero-septiembre de 2010 la empresa obtuvo ingresos por \$ 131.611 millones, lo que representa una disminución real de 1% con respecto a igual período de 2009, explicada por una menor venta de servicios de ingeniería al proyecto Hidroaysén. Los costos de explotación, por su parte, alcanzaron a \$ 50.502 millones, aumentando un 2,3% real(?), principalmente por un aumento de la depreciación como consecuencia de la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones. Los gastos de administración se elevaron en un 21,1% real(?), hasta \$ 6.379 millones, principalmente por un aumento del gasto en trabajos, suministros y servicios contratados. Derivado de todo lo anterior, el resultado operacional llegó a \$ 74.729 millones, cayendo un 4,6% interanual.

La utilidad del ejercicio se expandió en 3,9% hasta \$ 42.559 millones. La caída del resultado operacional fue más que compensada por la disminución en el pago de intereses, el que pasó de \$ 50.450 millones en los nueve primeros meses de 2009 a \$ 19.516 millones en igual lapso de 2010, principalmente por las menores tasas de colocación de la deuda y por el menor cargo por *mark to market* de los *swaps* contratados por la empresa. En tanto, el EBITDA del período enero-septiembre 2010 fue de \$ 108.294 millones, contrayéndose 1,9% de forma real.

## Eventos recientes

Producto del terremoto del 27 de febrero de 2010 en Chile, la empresa sufrió algunos daños en sus instalaciones, cuya reparación se ha estimado en aproximadamente US\$ 7 millones. Con todo, los equipos en las subestaciones están asegurados.

En marzo de 2010 la empresa amortizó completamente los bonos de la serie B (UF 3,04 millones), con los recursos obtenidos a través de la colocación de las series de bonos I y K, en diciembre de 2009, lo que implicó la disminución de los intereses pagados, desde 6,2% anual para la serie B hasta 3,5% para la serie I y 4,6% para la serie K.

En diciembre de 2010, la CNE emitió el “Estudio de Expansión de Transmisión Troncal”, que determinó que deberán llevarse a cabo obras por US\$ 877 millones en el SIC, lo que representa un elevado incremento en relación a los US\$ 100 millones que habitualmente se invertían cada año.

El 19 de enero de 2011 la empresa realizó la colocación de las series de bonos L, M y N por un total de UF 7 millones, con cargo a las líneas de bonos n° 598 y 599, con el objetivo de financiar el vencimiento del *yankee-bond* de abril de 2011, y eventualmente algo de sus planes de inversión. Los premios por riesgo de la colocación fueron de 89 puntos base para las series L y M, y de 84 puntos base para la serie N.

## Oportunidades y Fortalezas

**Fortaleza de la demanda:** La operación del negocio responde a una demanda por capacidad de transmisión y transformación de electricidad con crecimiento vigoroso y con baja sensibilidad a períodos de crisis económicas. 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, ingresos que aumentan en la medida que sea necesario construir nuevas instalaciones de transporte de electricidad.

**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 operativo.

**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, los ingresos se

traducen efectivamente en disponibilidad de caja para el emisor. En los últimos cinco años, el EBITDA de la empresa ha representado un promedio de 84,5% de los ingresos.

**Experiencia del controlador:** De los cuatro socios que participan en la propiedad de la sociedad, Brookfield Asset Management (BAM) es quien posee mayor experiencia en el negocio con presencia en el sector eléctrico canadiense, americano y brasilero, incluyendo el negocio de transmisión en estos países.

## Factores de Riesgo

**Concentración de clientes:** Poco más del 71% de los ingresos de **Transelec** proviene del grupo Endesa. 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.

**Riesgo financiero:** Considerando datos a 2009, la empresa presenta una relación deuda financiera sobre EBITDA de 5,6 veces aproximadamente<sup>2</sup>, y una relación EBITDA sobre gastos financieros de 3,6 veces<sup>3</sup>. 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, situación que permite un mayor endeudamiento debido a la mayor 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.

<sup>2</sup> Este indicador ha tenido una mejoría a septiembre de 2010 producto de una caída de 7% de la deuda financiera entre diciembre de 2009 y septiembre de 2010, bajo el estándar IFRS. Aunque no es posible calcular el EBITDA móvil entre octubre 2009 y septiembre de 2010, se asume su estabilidad, considerando la estabilidad de ingresos entre 2009 y 2010..

<sup>3</sup> Con la fuerte caída interanual de los gastos financieros, la empresa debiera tener una mejora importante en este indicador a fines de 2010.

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, con el propósito de comprar el capital accionario de Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. Una vez adquirido el 100% de las acciones, HQI Transelec Chile S.A. 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.

En abril de 2003, la Corporación Financiera Internacional -conocida por sus siglas en inglés como IFC-, filial del Banco Mundial, ingresó a la propiedad de **Transelec** detentando un 11% del capital, el cual descendió a 8% en mayo de 2006.

Asimismo, en mayo de 2003, HQI Transelec Chile S.A. formó su filial HQI Transelec Norte S.A. -conocida como Transelec Norte- con el objeto de adquirir instalaciones de transmisión de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.

Finalmente, el 30 de junio de 2006 el consorcio liderado por Brookfield Asset Management e integrado además por Canada Pension Plan Investment Board, Bristish 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.

## 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 Economía, luego de estudios realizados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), deben ser ejecutadas obligatoriamente. 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” (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 deben desarrollar cada cuatro años.

### 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 libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Su remuneración es fijada por la autoridad.

### 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, 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 acuerdo.

## Propiedad

La propiedad de **Transelec** se distribuye de la siguiente manera:

Nombre de Accionistas	Nº de acciones pagadas	Participación
Transelec Holdings Rentas Limitada	999.900	99,99%
Rentas Eléctricas I Limitada	100	0,01%
<b>Total</b>	<b>1.000.000</b>	<b>100%</b>

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
Brookfield Asset Management (BAM)	27,75%
Canadian Pension Plan Investment Board (CPP IB)	27,75%
British Columbia Investment Management Corp (BcIMC)	26,0%
Public Sector Pension (PSP)	18,5%
<b>Total</b>	<b>100%</b>
Nombre De Accionistas	Participación

BAM es un consorcio cuyo objeto es la administración de activos a nivel global, 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, 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 por CaD\$ 147.000 millones.

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 CAD\$ 76.000 millones.

(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.

## Antecedentes del Mercado

### 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. La generación es en casi 100% de origen termoeléctrico.
- Sistema Interconectado Central (SIC): Abarca desde Taltal (Región de Atacama), hasta la Región de los Lagos. En él operan sobre las veinte empresas generadoras. La generación es tanto hidroeléctrica como termoeléctrica.
- Sistema de Aysén: Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es termoeléctrica, hidroeléctrica y eólica.
- Sistema de Magallanes: Una sola empresa (EDEL MAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es 100% termoeléctrica.

#### - 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 tensiones menores se consideran como distribución.

Dadas las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 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.

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). 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 participan clientes libres dentro de estos centros de despacho.

## - 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).

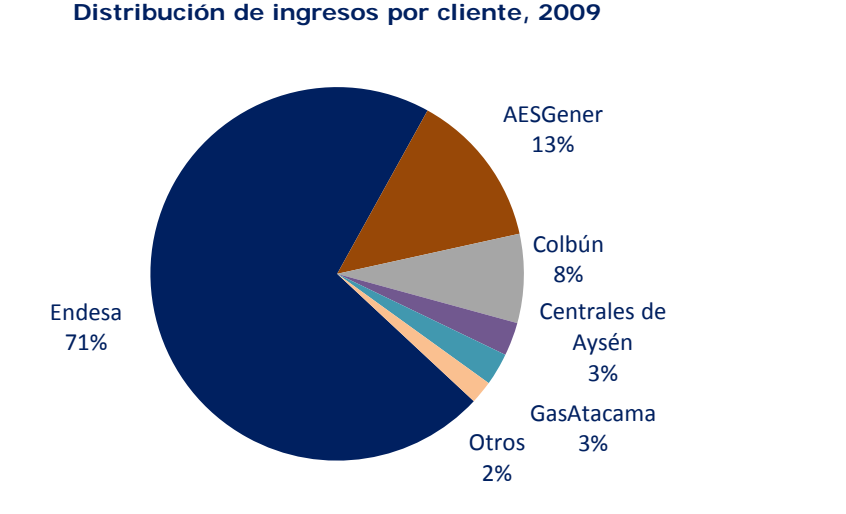
Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras al denominado “precio de nudo”, el cual es determinado por la autoridad, con el fin de venderla a los consumidores de su área de concesión. Los precios regulados corresponden a la suma del precio nudo más el valor agregado de distribución (VAD).

## Cientes

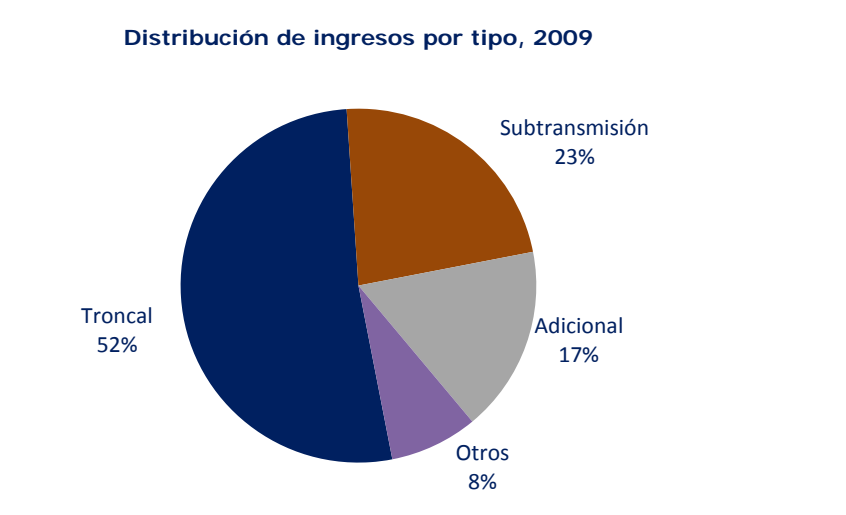
El mercado en que participa **Transelec** está conformado por generadoras que inyectan energía en los sistemas de transmisión para llegar a sus clientes. Bajo la antigua ley eléctrica, el 100% de los peajes eran pagados por las generadoras. Las modificaciones establecidas en la denominada ley corta,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

Dentro de los ingresos por cliente del año 2009 se destaca el grupo Endesa con más del 71%. Es importante destacar que parte importante de los ingresos provenientes de Endesa están amparados por contratos de largo plazo:

**Distribución de ingresos por cliente, 2009**



La composición de los ingresos de la empresa en 2009, según el tipo de sistema, fue la siguiente:



A septiembre de 2010, un 53% de los ingresos de la empresa provino de contratos y un 43% de ingresos regulados.

## 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 abarcan un total de 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 8.239 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 10.231 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 46% de las líneas de 220 kV, el 94% 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 50 subestaciones ubicadas en ambos sistemas interconectados que transforman la electricidad transportada en altas tensiones a bajas tensiones para su distribución en las ciudades.

## Regulaciones

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 el sector, pero que ha sido objeto de actualizaciones a través de las llamadas "leyes cortas".

- **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.

- **Ley Corta II**: debido a que la ley anterior no logró generar una política de inversiones adecuada en el sector de generación, se promulgó la ley corta II, la cual además pretende 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 llama 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 establecen 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.

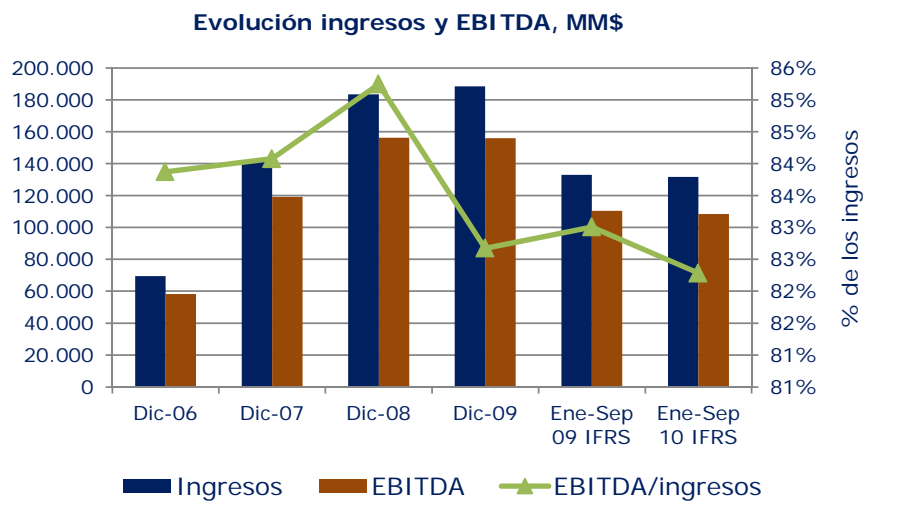
La ley corta I establece un sistema de determinación de peajes de transmisión para los distintos sistemas, lo cual reduce la incertidumbre como consecuencia de un marco regulatorio más definido.

Las tarifas deben ser calculadas cada cuatro años por una empresa especializada sobre la base de valores de inversión (VI, con una anualidad calculada con una tasa de descuento del 10%), más los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), para los sistemas troncales y subtransmisión. La CNE supervisa este cálculo en el caso troncal, en tanto que define las tarifas en el caso de la subtransmisión. Las tarifas de los sistemas adicionales son acordadas entre las partes.

## Análisis Financiero<sup>4</sup>

### Evolución Ingresos y EBITDA

En el siguiente gráfico se muestra la evolución en ventas de la empresa expresadas en millones de pesos:



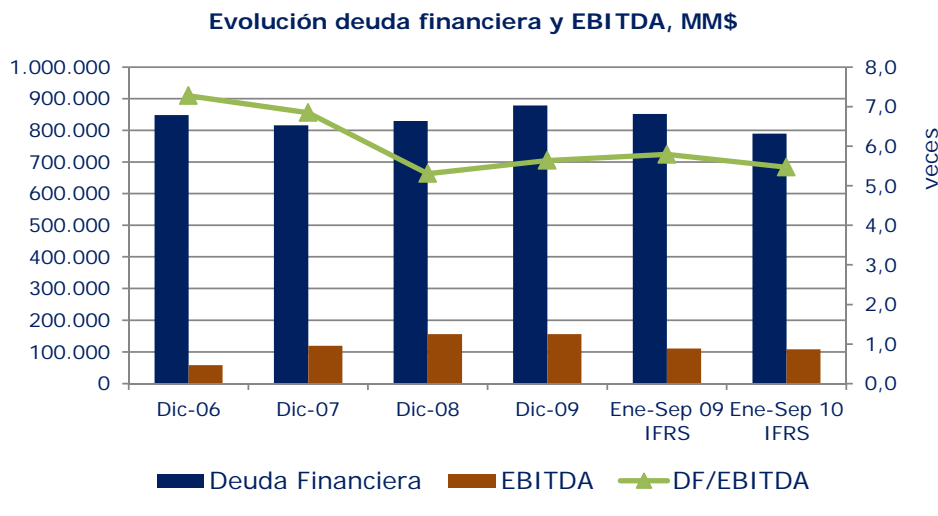
El año 2006 incorpora los resultados de la segunda mitad del año, cuando BAM adquiere **Transelec**. Los ingresos de la compañía tienden a ser estables, como consecuencia que las tarifas reguladas se fijan cada cuatro años y que, salvo el caso de la subtransmisión, dependen de la capacidad instalada y no del volumen de energía transportado. 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 evolución de los ingresos, manteniéndose una elevada y estable relación de esta variable sobre los ingresos, de entre 82% y 85% en los últimos cinco años.

### Evolución del endeudamiento y liquidez

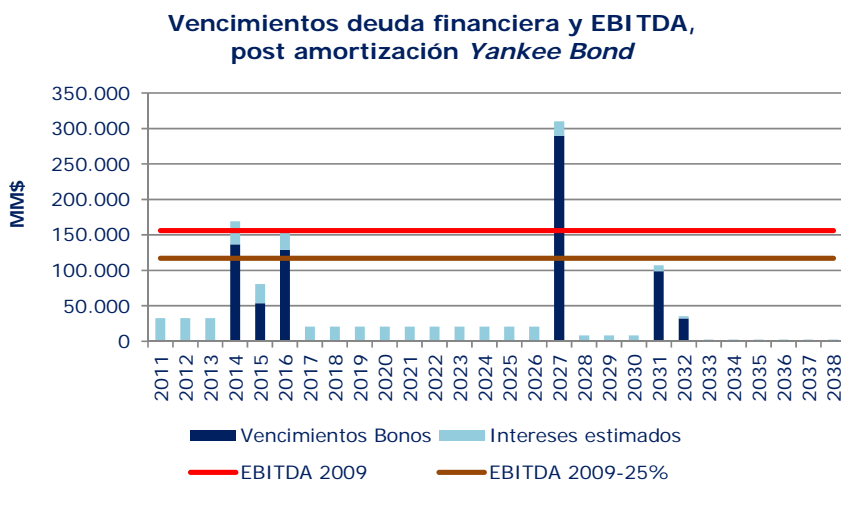
El endeudamiento financiero de **Transelec**, medido en términos relativos sobre la generación de caja de la empresa (EBITDA), ha permanecido relativamente estable desde 2008, en torno a las 5,5 veces. A septiembre de 2010, si se anualizan los resultados tomando en cuenta que la generación de ingresos y EBITDA de la empresa se reparte muy equitativamente entre trimestres, el indicador llegaba también a cerca de las 5,5 veces de EBITDA, por debajo de las 5,8 veces de un año atrás, al haber experimentado un retroceso la deuda financiera total.

<sup>4</sup> Todas las cifras han sido llevadas a moneda de septiembre de 2010.





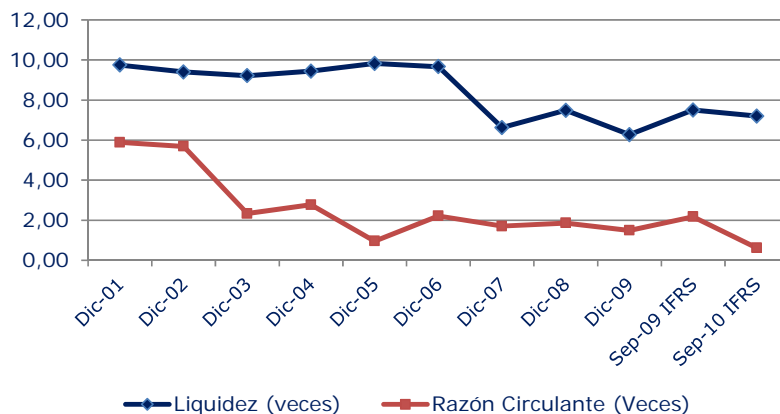
La deuda financiera de **Transelec**, a septiembre de 2010, estaba compuesta en un 88% por bonos, correspondiendo el porcentaje restante a obligaciones por contratos de *swaps* y *forward*. El perfil de la deuda financiera muestra que todos los bonos son del tipo *bullet*, con un vencimiento al final del período. En la mayor parte de los años en que ocurren pagos de bonos, el EBITDA, sin crecimiento futuro, es suficiente para el pago de tales obligaciones. En opinión de **Humphreys**, las posibilidades de refinanciar y hacer frente a las responsabilidades futuras de la compañía hacen que esta deuda en bonos sea considerada adecuada al nivel de riesgo otorgado a la empresa según características propias del negocio.



Por su parte, la liquidez<sup>5</sup> de la empresa ha presentado la mayor parte del tiempo valores adecuados, superiores a una vez. Sin embargo, a septiembre de 2010 el indicador de razón circulante disminuyó a 0,62 veces como consecuencia del vencimiento en abril de 2011 de los *yankee-bonds* que **Transelec** colocó con anterioridad. Cabe destacar que la empresa ya efectuó la colocación de los bonos series L, M y N en Chile por un total de UF 7 millones, con los que pagará los vencimientos de abril.

<sup>5</sup> **Índice de liquidez** = Ingresos / (costo de ventas-depreciación); **Razón circulante** = activos circulantes o corrientes / pasivos circulantes o corrientes.

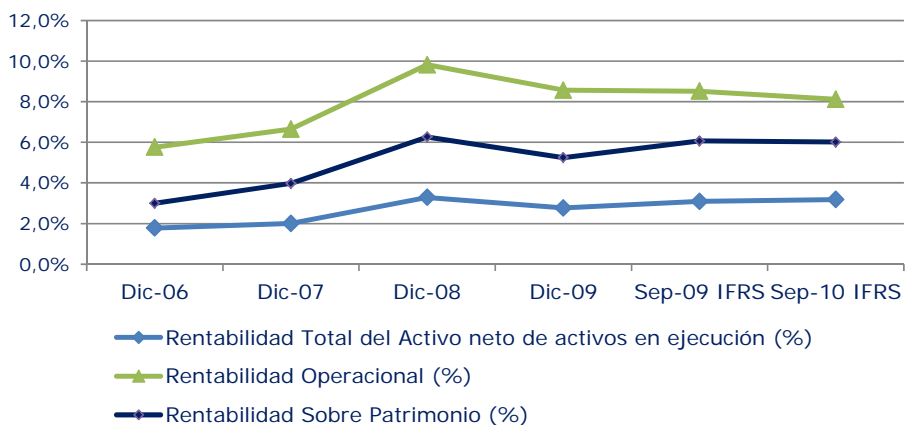
### Evolución de la liquidez



### Evolución de la rentabilidad<sup>6</sup>

La rentabilidad total del activo de **Transelec** ha sido bastante estable en los últimos cinco años, lo que es un reflejo precisamente de la estabilidad y del relativamente bajo riesgo del negocio de transmisión eléctrica. Mayor volatilidad tiene la rentabilidad del patrimonio, lo que se explica por factores no operacionales como las tasas de interés pagadas por la deuda de la empresa.

### Rentabilidad



<sup>6</sup> **Rentabilidad del activo** = utilidad / (activos totales promedio-activos en construcción); **rentabilidad operacional** = resultado operacional / (activos circulantes o corrientes+activos fijos, promedio); **rentabilidad del patrimonio**= utilidad del ejercicio/patrimonio promedio). En el caso de las rentabilidades a septiembre, éstas han sido calculadas anualizando los retornos.

## Bonos

<b>Número y Fecha de Inscripción de Instrumentos Vigentes</b>	
Línea de Bonos	N° 480 de 09.11.06
Serie C	Primera Emisión
Línea de Bonos	N° 481 de 09.11.06
Serie D	Primera Emisión
Línea de Bonos	N° 598 de 31.07.09
Serie E	Primera Emisión
Serie F	Primera Emisión
Serie I	Segunda Emisión
Serie J	Segunda Emisión
Serie L	Tercera Emisión
Línea de Bonos	N° 599 de 31.07.09
Serie G	Primera Emisión
Serie H	Primera Emisión
Serie K	Segunda Emisión
Serie M	Tercera Emisión
Serie N	Tercera Emisión

### - Línea de bonos

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

### - Primera Emisión (Serie C)

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

- **Línea de bonos**

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

- **Primera Emisión (Serie D)**

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

- **Línea de bonos**

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

- **Primera Emisión (Serie E)**

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

- **Primera Emisión (Serie F)**

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

- **Segunda Emisión (Serie J) Inscrita y No Colocada**

- Monto Inscrito: \$65.020.000
- Fecha: 16/11/2009
- Tasa de carátula: 6,3%
- Vencimiento: 5 años

**- Segunda Emisión (Serie I)**

- Monto colocado:	UF 3.100.000
- Fecha:	16/11/2009
- Tasa de carátula:	3,5%
- Vencimiento:	5 años

**- Tercera Emisión (Serie L)**

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

**- Línea de bonos**

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

**- Primera Emisión (Serie G)**

-Monto inscrito:	UF 9.000.000
-Fecha:	05/08/2009
-Tasa de carátula:	4,2%
-Vencimiento:	10 años

**- Primera Emisión (Serie H)**

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

**- Segunda Emisión (Serie K)**

-Monto colocado:	UF 3.100.000
-Fecha:	16/11/2009
-Tasa de carátula:	4,6%
-Vencimiento:	5 años

**- Tercera Emisión (Serie M)**

-Monto colocado:	UF 1.500.000
-Fecha:	19/01/2011
-Tasa de carátula:	4,05%
-Vencimiento:	21,5 años

**- Tercera Emisión (Serie N)**

-Monto colocado:	UF 3.000.000
-Fecha:	19/01/2011
-Tasa de carátula:	3,95%
-Vencimiento:	28 años

*“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”*