Financiamiento privado de la infraestructura de América Latina y el Caribe:

Chile, Perú y Uruguay como casos de estudio

BID

Financiamiento privado de la infraestructura en América Latina y el Caribe:

Chile, Perú y Uruguay como casos de estudio

Tomás Serebrisky
Cinthya Pastor
Ancor Suárez-Alemán
Juan Alberti
Aldo González

Mayo, 2017
Washington DC, USA

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Financiamiento privado de la infraestructura en América Latina y el Caribe: Chile, Perú y Uruguay como casos de estudio / Tomás Serebrisky, Cinthya Pastor, Ancor Suárez-Alemán, Juan Alberti, Aldo González.

p. cm. — (Monografía del BID ; 531)
Incluye referencias bibliográficas.

1. Infrastructure (Economics)-Chile- Finance. 2. Infrastructure (Economics)-Peru- Finance. 3.

Infrastructure (Economics)-Uruguay- Finance. I. Serebrisky, Tomás. II. Pastor, Cinthya. III. Suárez-Alemán, Ancor. IV. Alberti, Juan. V. González, Aldo. VI. Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Energía. VII. Serie. IDB-MG- 531

Código de Publicación: IDB-MG- 531
Códigos JEL: E22; G11; H54; O1; R53
Palabras clave: Infraestructura; Financiamiento; América Latina y el Caribe; Chile; Perú; Uruguay.

Copyright © [2017] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-No Comercial-Sin Obras Derivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC- ND) (http://creativecommons.org/licenses/bync-nd/3.0/igo/legalcode) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

Banco Interamericano de Desarrollo
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20577
www.iadb.org

LA NECESIDAD DE ATRAER FINANCIAMIENTO PRIVADO A LA INFRAESTRUCTURA

América Latina y el Caribe (ALC) es una región donde habitan aproximadamente 620 millones de personas, al menos 80% de ellas en ciudades.[1] En los últimos 15 años, esta región ha generado un proceso de rápido crecimiento económico que se tradujo en una importante reducción de la pobreza y aumento de la clase media. ¿Sin embargo, qué pensaríamos si nos dijeran que en ALC aún hay 22 millones de personas que no tienen luz, 33 millones no acceden a agua potable en sus hogares y 106 millones no cuentan con servicios de saneamiento? Lamentablemente esa es la realidad en la región. ¿Cuán lejos vamos a llegar dada esta situación?

La respuesta es no muy lejos si no se cuenta con una agenda de infraestructura que solucione los actuales desafíos. La infraestructura es necesaria para incrementar la productividad, crecimiento y desarrollo de un país y; por ende, su competitividad. La demanda por servicios de infraestructura de adecuada calidad crece rápidamente en ALC y por ello es primordial brindar acceso universal a servicios de electricidad, agua y saneamiento, reducir los costos logísticos, reducir la vulnerabilidad a los desastres naturales y construir una infraestructura resiliente al cambio climático (Serebrisky, 2014[2]).

No podemos negar que la inversión en infraestructura en ALC ha aumentado. Entre el 1990-2012, la cobertura eléctrica pasó de 89% a 96%, la cobertura de agua de 85% a 94% y la de saneamiento de 67% a 82%.[3] Asimismo, entre 1999 y el 2012, la red vial en la región creció de 2.9 millones de Km a 3.6, y pasó de contar con 16% de la red pavimentada a un 20% (Banco Mundial, 2012[4]).

Sin embargo, esta inversión ha sido insuficiente: apenas representó en promedio 2,2% del PIB de la región5, valores mucho menores a los observados en Asia y que han impactado directamente en una baja percepción de la calidad de los servicios. Claramente existe hoy una brecha de infraestructura que está frenando el crecimiento y desarrollo de la región. Diversos estudios sugieren que una inversión en infraestructura del 5% delPIB de manera sostenida podría cubrir esta brecha (BID, 2013[6]; Bhattacharya et al., 2012[7]; Kohli y Basil, 2010[8]; Fay y Yepes, 2003[9]; Calderón y Servén, 2003[10]; Perrotti y Sanchez, 2011[11]).

Si bien el sector público invierte en infraestructura, explicando entre 2008 y 2015 el 60% de la inversión total en este sector, la inversión que realiza no es suficiente p ara c errar l a b recha d e i nfraestructura. Menos aun cuando la reducción en inversión en infraestructura constituye uno de los primeros ajustes frente a problemas cíclicos de contracción económica. Por ello es necesaria también la inversión del sector privado. El desafío es aumentar la inversión pública y la privada, considerando que en muchos casos son complementarias.

ALC ha hecho un importante esfuerzo por incrementar la inversión privada en infraestructura. Entre 1990 y 2011, esta región ha atraído inversiones privadas por más de US$ 672.000 millones (Serebrisky, 2014), siendo Brasil, Chile, Colombia, México y Perú los países que mayor monto de inversiones privadas han recibido. Cada vez hay más modalidades de participación privada en infraestructura que se ajustan a las demandas y circunstancias del mercado.

Sin embargo, el financiamiento privado aún no ha podido compensar la inversión pública y por ello ALC necesita atraer más capital privado. Esto en un contexto de mayores regulaciones financieras para otorgar créditos desde la crisis internacional y Basilea III. Así, se requiere encontrar nuevas maneras de participación y nuevos actores privados.

En esta línea, el presente documento busca analizar más allá de cuánto invertir en infraestructura, el cómo financiar la inversión privada en infraestructura en tres países de ALC. En particular se busca identificar nuevos jugadores que cuenten con recursos que financien inversión privada en infraestructura, como los inversionistas institucionales, y las limitaciones que impiden que la infraestructura sea una clase de activos atractiva para la inversión privada. Todo con el objetivo de dar luces al Estado de las políticas y regulaciones que se deben implementar para que la infraestructura sea un activo capaz de canalizar ahorro doméstico privado. Dadas las características de la infraestructura (activos de larga maduración y cuyos ingresos se generan en su mayoría en moneda local), el ahorro doméstico privado canalizado a través de actores institucionales es la fuente ideal para financiar la infraestructura que necesita ALC.

El análisis se realiza para tres países de la región: Chile, Perú y Uruguay. Los tres países han mostrado un desempeño económico positivo en los últimos años, han tenido una significativa inversión privada en infraestructura y han innovado en los instrumentos utilizados para atraer financiamiento privado.

Cada país es una historia diferente. No se busca presentar un único formato para los tres países, sino que por el contrario se cuentan de la manera en la que se ha desenvuelto el proceso en cada país, enfatizando los sectores y políticas de mayor relevancia, así como identificando las principales líneas de actuación para el incremento del financiamiento privado de la infraestructura.

1 Cifras del Banco Mundial al 2015. http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators

2 Serebrisky, T. (2014). "Infraestructura sostenible para la competitividad y el crecimiento inclusivo". Banco Interamericano de Desarrollo.

3 Cifras del Banco Mundial al 2012. http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators

4 Smitmans, P.M. (2006). "Panorama del sector de transportes en América Latina y Caribe". Pontificia Universidad Católica Argentina Santa Maria de los Buenos Aires, Facultad de Ciencias Sociales y Económicas, Departamento de Economía. Anuario Estadístico de Logística de Carga del BID.

5 Cifras para Brasil, Chile, Colombia, México y Perú.

6 BID (2013). "Rethinking Reforms: How Latin America and the Caribbean Can Escape Suppressed World Growth." Informe sobre la Macroeconomía en América Latina y el Caribe, Washington, DC.

7 Bhattacharya, A., Romani, M. y Stern, N. (2012). "Infrastructure for Development: Meeting the Challenge." Centro para el Cambio Climático Economía y Política, Londres.

8 Kohli, H. A., y Basil, P. (2010). "Requirements for Infrastructure Investment in Latin America under Alternate Growth Scenarios: 2011–2040." Global Journal of Emerging Market Economies 3 (1): 59–110.

9 Fay, M., y Yepes, T. (2003). "Investing in Infrastructure: What Is Needed from 2000 to 2010?" vol. 3102. Washington, DC: Banco Mundial.

10 Calderón, C., y Servén, L. (2003). "The Output Cost of Latin America's Infrastructure Gap." In the Limits of Stabilization: Infrastructure, Public Deficits and Growth in Latin America, ed. W. Easterly and L. Servén, 95–118. Stanford, CA: Stanford University Press.

11 Perrotti, D. E., y Sánchez, R. (2011). "La brecha de infraestructura en América Latina y el Caribe." Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Santiago de Chile, Chile.

EL DESAFÍO DE FINANCIAR INVERSIÓN PRIVADA EN INFRAESTRUCTURA EN EL PERÚ

Cinthya Pastor

1. Introducción

Perú es un país que ha presentado un crecimiento significativo en los últimos años; en la última década (2006- 2015), el crecimiento promedio del PIB fue de 5,9%. Pero para que el crecimiento se convierta en desarrollo debe venir acompañado de otros componentes estructurales, como lo es la infraestructura. Según el último Reporte Global de Competitividad 2016-2017 del Foro Económico Mundial (WEF), el Perú obtuvo un puntaje de 3,7 sobre 7 en el pilar básico de infraestructura ubicándose así en el puesto 89 de 139 países. Este comportamiento es el mismo desde que el reporte comienza a publicarse anualmente hace 10 años. Asimismo, según la más reciente Encuesta de Opinión a Ejecutivos, 2016 del WEF, 11% de los encuestados opina que uno de los factores más problemáticos para hacer negocios en el Perú es la inadecuada oferta de infraestructura. A 2015, la brecha de infraestructura económica ascendía a US$ 127.562 millones (Bonifaz, et al, 2015), lo que representa 66% del PIB.

A partir de los 90, el país reconoció la necesidad de contar con inversión privada en infraestructura para ayudarlo a cerrar esa brecha (entre 1990 y 1999 se privatizaron activos por US$ 7.895 millones).[1] Más adelante a partir del 2008, se empezó un particular esfuerzo en promover significativamente la inversión privada, Asociaciones Público Privadas (APPs) y concesiones en infraestructura. En este contexto, además del interés del sector privado en invertir, se hacen necesarias fuentes de financiamiento para concretarlas. Por ello, el presente caso busca conocer más del financiamiento para la inversión privada en infraestructura en Perú, que vaya más allá del financiamiento tradicional de los bancos comerciales. En particular, se busca identificar nuevos jugadores con fondos disponibles y las limitaciones que impiden que la infraestructura sea una clase de activos atractiva para la inversión privada.

2. Antecedentes

A inicios de los noventa se dio en el Perú una gran reforma estructural, auspiciada por organismos multilaterales, que buscaba generar una estabilización económica y la apertura de mercados.[2] Un componente fue la promoción de la inversión privada, entre ellas en infraestructura, con el objetivo de reducir la participación del Estado en la actividad empresarial. De esta manera, los años noventa marcaron un hito para la inversión en infraestructura en el Perú porque se redefinió el papel del Estado en la provisión de ésta. Se inició la participación privada en infraestructura, a través de la privatización de empresas públicas y la concesión de la prestación de servicios públicos, antes brindados por el Estado.[3] Así, desde los noventa, la participación del sector privado en infraestructura se ha dado bajo diversas modalidades. A inicios de los noventa, se dio un ambicioso programa de privatización de empresas públicas, el cual logró registrar uno de los mayores volúmenes de transacciones en América Latina (MEF, 2016), entre 1990 y 1999 se privatizaron activos por US$ 7.895 millones. A fines de los noventa se empieza un programa de adjudicación de concesiones que sigue hasta la fecha. A partir del 2008 se empezaron a promover otras modalidades alternativas de inversión en infraestructura y de servicios públicos, tales como las APPs[4] y Obras por Impuestos.

Tabla 1 **Privatizaciones por Actividad Económica en el Perú, 1990-2001[5] (US$ millones)**

Sector	Transacciones	Inversión proyectada
Telecomunicaciones	3,611	1,565
Electricidad	2,101	698
Minería	1,199	4,618
Hidrocarburos	915	2,889
Industria	604	51
Financiero	422	30
Pesquería	166	0
Transporte	100	1,424
Turismo	48	23
Agricultura	44	50
Otros	39	80
Total	**9,249**	**11,428**

Fuente: http://www.proinversion.gob.pe

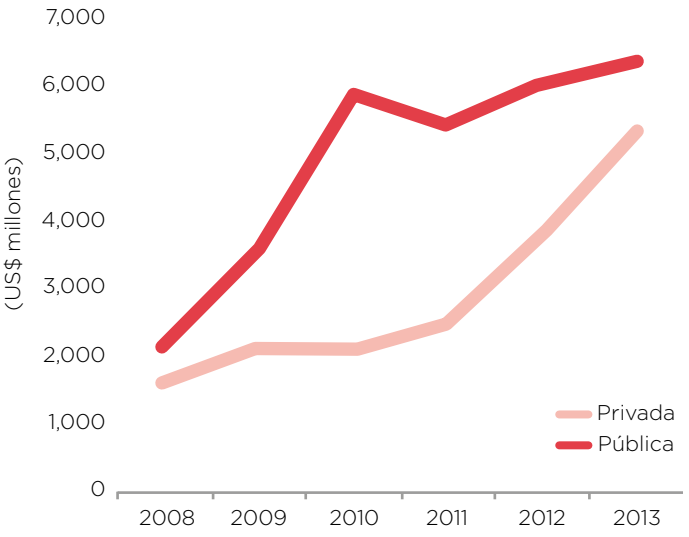
La tabla 1 muestra las privatizaciones entre 1990 y 2001. Como se puede apreciar, la privatización abarcó diversos sectores incluyendo los que consideramos como infraestructura económica: electricidad, telecomunicaciones, transportes, y agua y saneamiento. Así, 39% de las transacciones fueron en el sector telecomunicaciones, 22,7% en el sector electricidad, 1% en el sector transporte y no se dieron privatizaciones en el sector agua y saneamiento. Si bien la empresa estatal de agua de Lima, SEDAPAL, fue incluida en el programa de privatización, ésta no ha sido privatizada a la fecha.

Estos resultados muestran el patrón que se ha seguido en los siguientes años y reflejan la concentración de la inversión privada en infraestructura en dos sectores: electricidad y telecomunicaciones, los cuales han recibido un mayor flujo de inversión privada y se encuentran privatizados o concesionados casi en su totalidad. Por el contrario, los sectores de transportes y agua y saneamiento son los que han recibido menor flujo de inversión privada y hoy, aún se encuentran en su mayoría en manos del Estado. En particular, en el sector agua y saneamiento, a la fecha solo se han adjudicado cuatro concesiones.

3. Evolución de la inversión en infraestructura

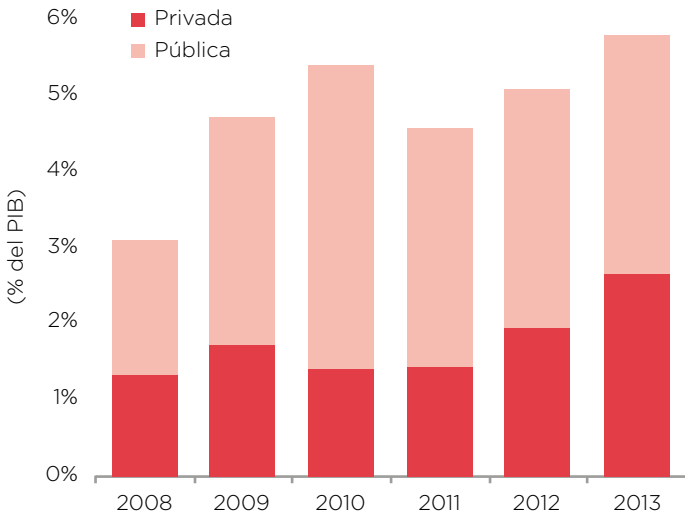
La figura 1 muestra la evolución de la inversión en infraestructura tanto pública como privada en US$ millones. Para el 2013, ambas en conjunto ascendieron a US$ 11.673 millones.[6] Como se puede apreciar, en el sector infraestructura, la inversión pública siempre ha superado a la privada, aunque esta brecha se viene reduciendo lentamente porque la privada ha venido creciendo y acercándose a la inversión pública. Por ejemplo, en el 2010 la diferencia era casi de 3 a 1, mientras que en el 2013 la inversión pública en infraestructura fue 1.2 veces la privada. No obstante, a pesar de los avances, la brecha en infraestructura aún es considerable y continúa creciendo junto con los requerimientos de la población. Se han hecho diversas estimaciones de la brecha de infraestructura de servicios públicos en el Perú durante los últimos años. Las estimaciones han ascendido desde US$ 17.978 millones (35 % del PIB) en el 2001 (IPE, 2001) a US$ 127.562 millones (66% del PIB) en el 2015 (Bonifaz, J.L. et al, 2015). Por otro lado, la figura 2 muestra la evolución de esta inversión con respecto al PIB. En promedio, entre el 2008 y 2013, la inversión total en infraestructura para el Perú ha representado 5,1% del PIB, siendo la pública 3,3% del PIB, mientras que la privada fue de 1,8% del PIB.

Figura 1 **Inversión en Infraestructura en Perú, 2008 – 2013**



Fuente: Elaboración propia a partir de www.infralatam.info

Figura 2 **Inversión en Infraestructura en Perú, 2008 – 2013**

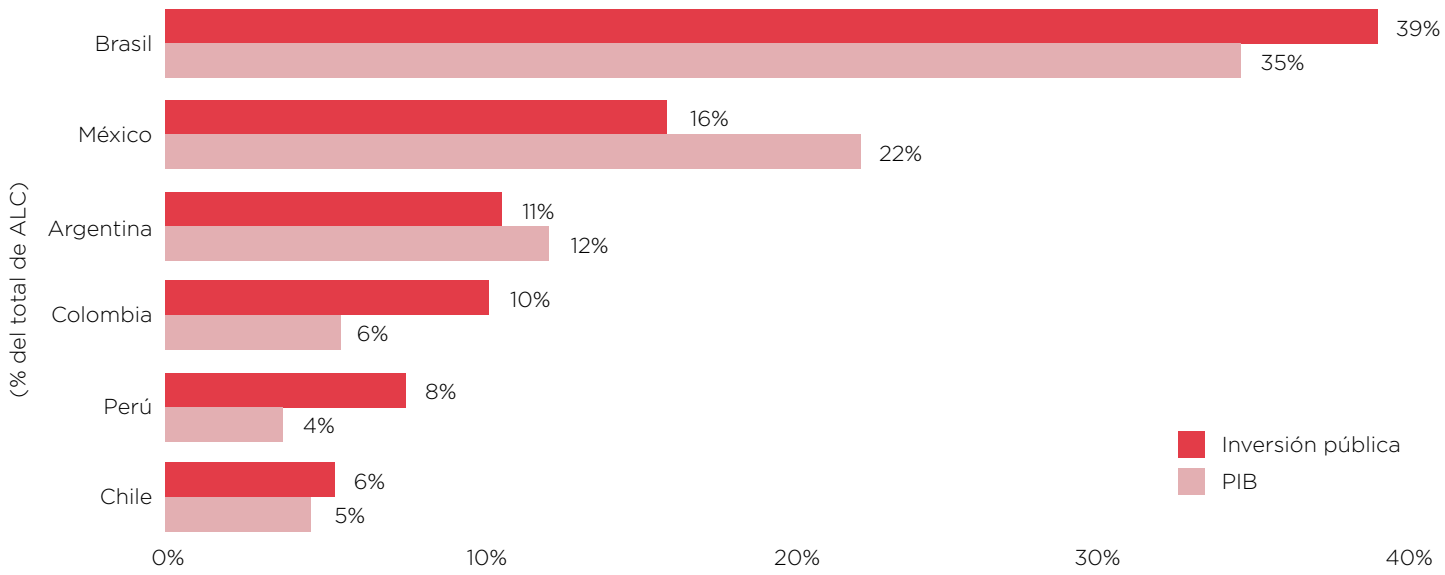


Fuente: Elaboración propia a partir de www.infralatam.info

3.1 Inversión Pública

En términos absolutos, entre el 2008 y 2013, el sector público invirtió US$ 29.472 millones en infraestructura en Perú. Esta cifra representa el 7% de la inversión pública en infraestructura en América Latina y el Caribe (ALC) en ese mismo periodo,[7] cifra elevada para Perú considerando que se encuentra muy por encima de la participación del país en el PIB de ALC en dicho periodo que fue 3%. Cabe resaltar que esta cifra ascendió de 4% en el 2008 a 8% en el 2013, lo cual muestra que Perú ha hecho un importante esfuerzo por invertir en infraestructura y ha canalizado parte de su recaudación a invertir en ésta. La figura 3 muestra que para el 2013, el Perú se ubicó entre los cinco países con mayor inversión pública en infraestructura en ALC después de Brasil (39%), México (16%), Argentina (11%) y Colombia (10%).

Figura 3 **Inversión Pública en Infraestructura y PIB, 2013**



Fuente: Elaboración propia a partir de www.infralatam.info y Fondo Monetario International (FMI).

3.2 Inversión Privada

La inversión privada en infraestructura en Perú[8] puede analizarse con mayor profundidad, pues se cuenta con una serie de tiempo más larga. Así, la figura 4 muestra como ésta ha sido muy variable alrededor de los años. Entre 2000 y 2015 fue en promedio 1,9% del PIB. Debe resaltarse que, en 2015, la inversión se alejó considerablemente del promedio y llegó hasta 4,2% del PIB, es decir, se cuadriplicó en términos absolutos.

Figura 4 **Inversión Privada en Infraestructura en Perú, 2000–2015**

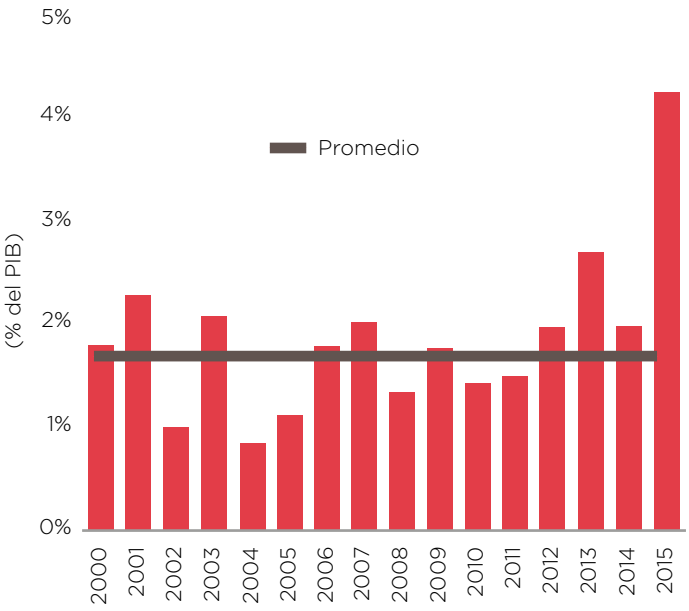
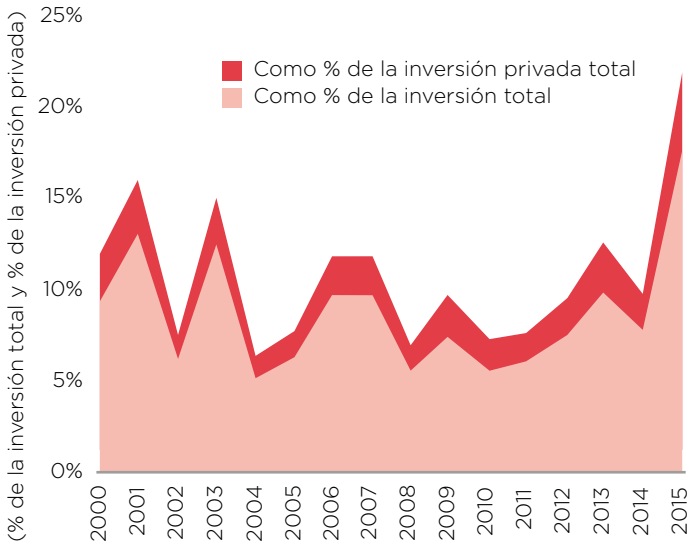


Figura 5 **Inversión Privada en Infraestructura en Perú, 2000 – 2015**

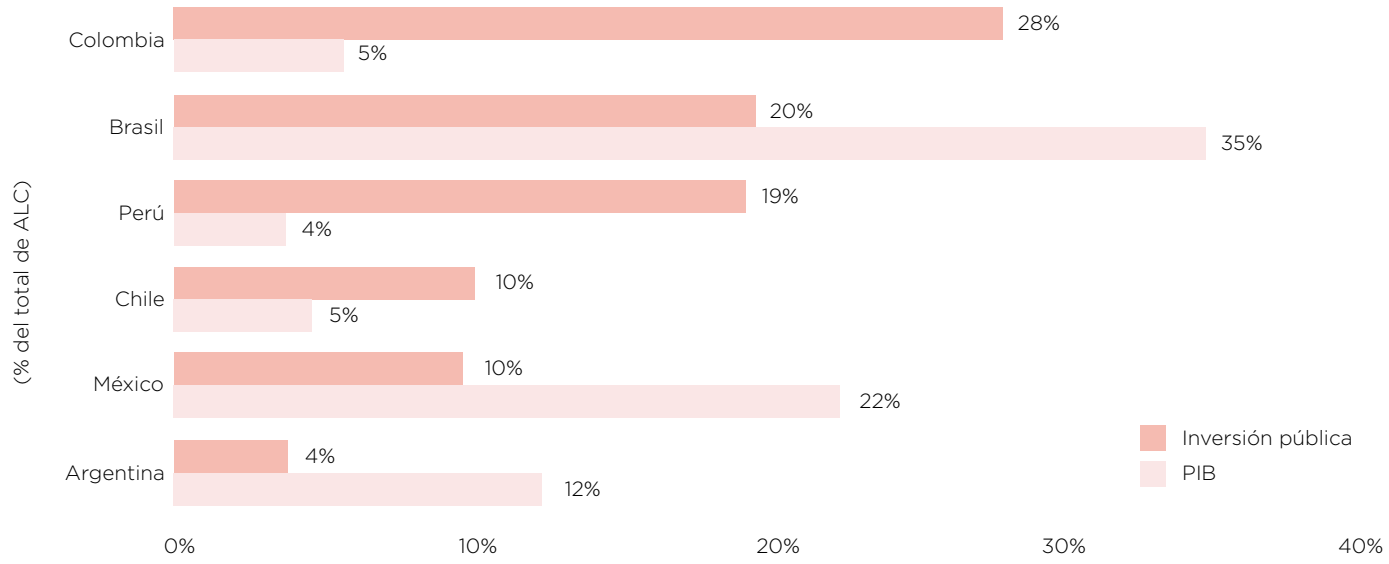


Fuente: Elaboración propia a partir de Banco Mundial, Banco Central de Reserva del Perú.

Igualmente, la figura 5 muestra que la inversión privada en infraestructura como porcentaje de la inversión privada total alcanzaba niveles muy altos de hasta el 34% en 1996; sin embargo, a partir de 1997 éste porcentaje disminuyó considerablemente hasta niveles de 7%. En el 2015, se aprecia una mejora al alcanzar un 24%, la cifra más alta desde 1996. Sucede lo mismo con la inversión privada en infraestructura como porcentaje de la inversión total. Esta alcanzaba niveles muy altos de hasta el 27% en 1996; sin embargo, a partir de 1997 éste porcentaje disminuyó considerablemente hasta niveles de 5%. Nuevamente, en el 2015, se aprecia una mejora al alcanzar un 17%, la cifra más alta desde 1996.

En términos absolutos, entre 2000 y 2015, el sector privado invirtió US$ 38.408 millones en infraestructura en Perú, lo que representa el 6% de la inversión privada en infraestructura en ALC en ese mismo periodo, cifra que es elevada tomando en cuenta que se encuentra muy por encima de la participación del Perú en el PIB de ALC en dicho periodo que fue 3%. Cabe resaltar que esta cifra ha ascendido de 3% en el 2000 a 19% en el 2015, lo que muestra que Perú ha hecho un sustancial esfuerzo por atraer inversión privada. La figura 6 muestra que en el 2015 Perú se ubicó entre los tres países con mayor inversión privada en infraestructura en ALC después de Colombia (28%) y Brasil (20%).

Figura 6 **Inversión Privada en Infraestructura y PIB, 2015**



Fuente: Elaboración propia a partir de www.infralatam.info y Fondo Monetario Internacional (FMI).

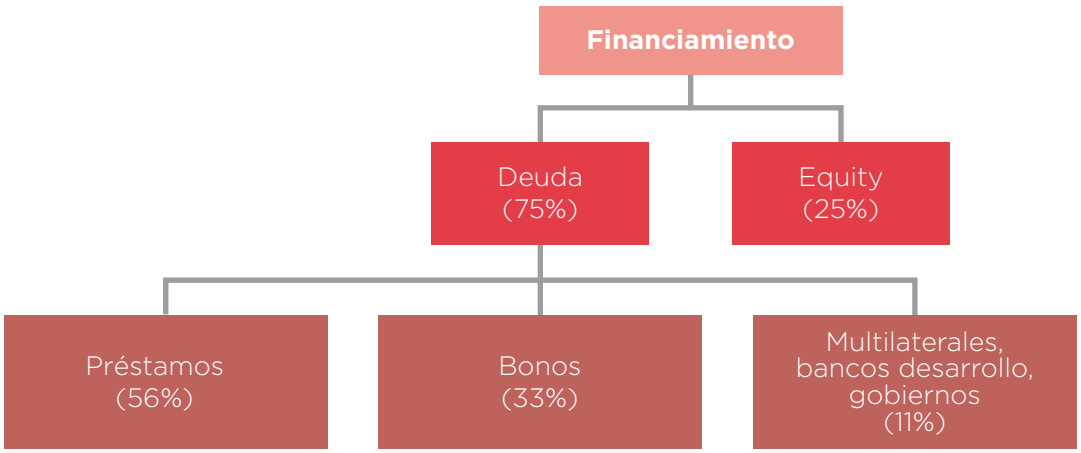
4. Financiamiento: instrumentos, financiados y financiadores

En esta sección se analizará la estructura del financiamiento de la inversión privada para una muestra amplia y representativa de los proyectos de infraestructura en Perú. Lamentablemente no se cuenta con un inventario total público y detallado por fuente de financiamiento en el Perú. La mayor base de datos sobre este tema la posee el *Infrastructure Journal* (IJ, www.ijglobal.com); así la presente sección analiza una muestra de 53 proyectos de infraestructura implementados en Perú entre 2006 y 2016, alcanzando un total de US$ 190.727 millones.

4.1 Instrumentos

Con respecto a los instrumentos que se usan, la figura 7, muestra que 75% del monto financiado para la inversión privada en infraestructura en proyectos concesionados entre 2006 y 2016 ha sido financiado a través de deuda, mientras que el 25% con *equity*.

Figura 7 **Monto financiado para la inversión privada en infraestructura en el Perú según instrumento, 2006 - 2016 (% del total)**

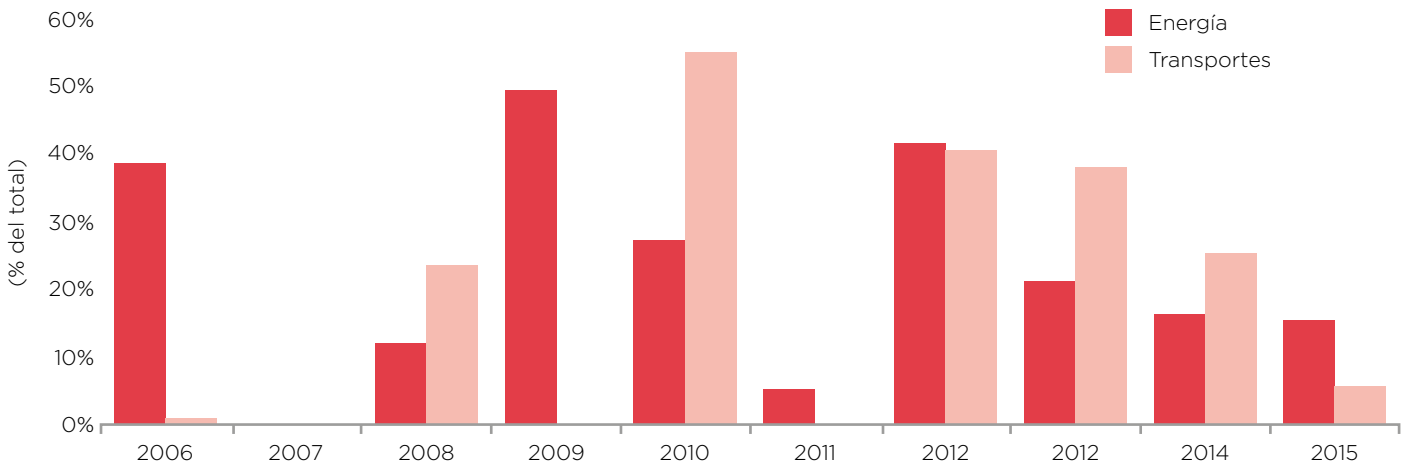


Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*.

La mayor parte de la deuda es a través de préstamos (56%), seguido de bonos (33%) y finalmente de apoyo de multilaterales, bancos de desarrollo o gobiernos (11%). Esta estructura del financiamiento de la inversión privada en infraestructura en el Perú a través de deuda, difiere con la de ALC, en donde 10.5% de la deuda es en el mercado de capital con bonos y 89.5% se da en ventanilla con préstamos. Esto hace que el caso de Perú sea interesante para analizar, pues el acceso al mercado de capitales (33% con bonos) para financiamiento está por encima del acceso en ALC. Así el tamaño, comportamiento y potencial del mercado de capitales en Perú; pareciera estar más evolucionado que el promedio de la región.

Por el lado del *equity*, la estructura casi se mantiene de manera acumulada entre sectores. Así, en el sector energía y transportes, 27% y 21% del monto financiado para la inversión privada en infraestructura respectivamente, fue financiado con *equity*.[9] Sin embargo, esta estructura no se mantiene constante a través de los años,[10] ni entre sectores como se muestra en la figura 8. De esta manera, en energía, el financiamiento a través de *equity* ha oscilado desde 12% (2008) hasta 50% (2009). Por otro lado, en el sector transportes, el financiamiento a través de *equity* ha oscilado desde 1% (2006) hasta 55% (2010). Lo que también se puede apreciar es que, a partir del 2012, el financiamiento con *equity* ha venido cayendo en ambos sectores. Sería deseable una mayor profundización del mercado de capitales dentro del país para que los inversionistas institucionales, privados o individuales puedan invertir de manera directa en *equity* de proyectos de infraestructura.

Figura 8 **Monto financiado para la inversión privada en infraestructura en el Perú a través de *equity*, 2006-2015**



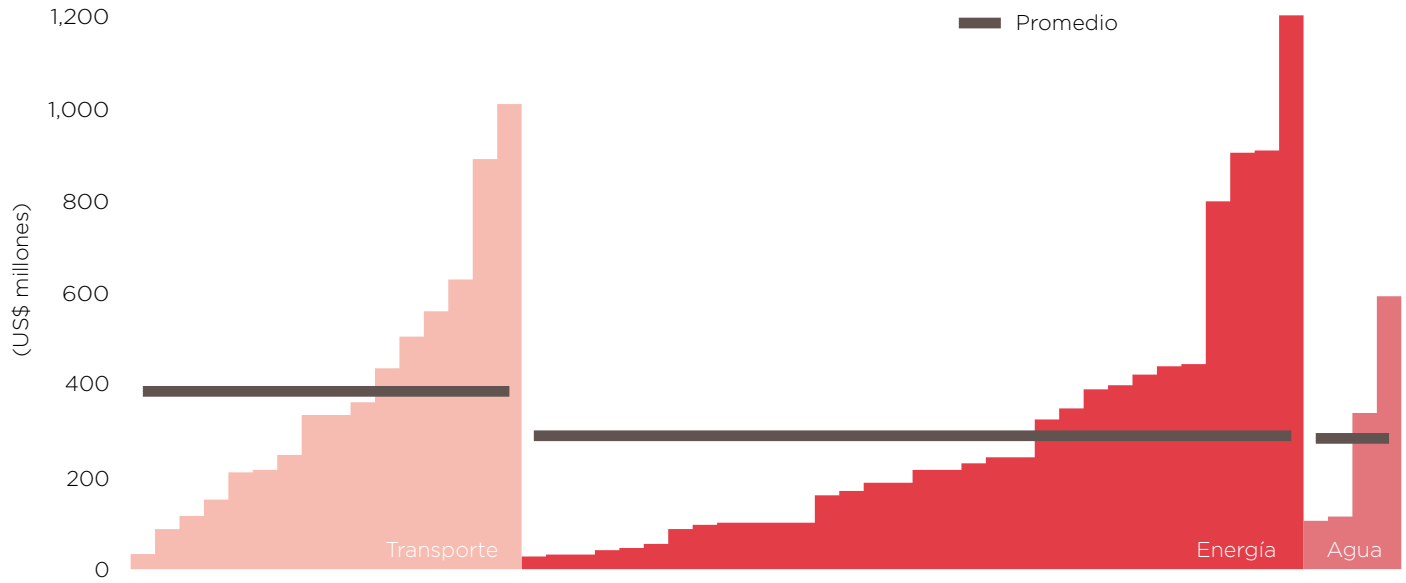
Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*.

4.2 Financiados

Con respecto a los financiados, el 55% del monto del financiamiento corresponde al sector energía (renovables y no renovables), siendo la mitad de éste para hidroeléctricas. Le sigue el sector transportes (36%) dentro del cual se financia sobre todo caminos (71% del monto financiado para transportes). El sector agua y saneamiento solo ha recurrido a 7% del monto financiado hasta ahora, mientras que el sector telecomunicaciones al 2%. El bajo financiamiento para el sector agua y saneamiento refleja la limitada participación del sector privado en éste. Por su parte, el bajo financiamiento para el sector telecomunicaciones se debe a que la privatización de este sector se dio antes del periodo considerado en la base de datos usada, por lo que no refleja el acceso del sector privado a financiamiento para estos proyectos que fue bastante importante entre 1994 y 1998. Además, los datos del *IJ* son específicos a proyectos y no grupos corporativos, el método utilizado con mayor frecuencia por las empresas de telecomunicaciones.

Igualmente, con respecto a los montos financiados por proyecto (figura 9), si bien hay más proyectos del sector energía, los montos requeridos para el sector transporte son los que requirieron financiamiento más elevados (en promedio US$ 383 millones), seguidos del sector energía (US$ 291 millones) y luego agua y saneamiento (US$ 287 millones). Como ya se mencionó, el sector telecomunicaciones figura en la base usada con poco financiamiento por haber sido privatizado antes de 1999 por lo que no fue incluido en la figura.

Figura 9 **Monto financiado para la inversión privada en infraestructura en el Perú según sector y proyecto, 2006 – 2016**



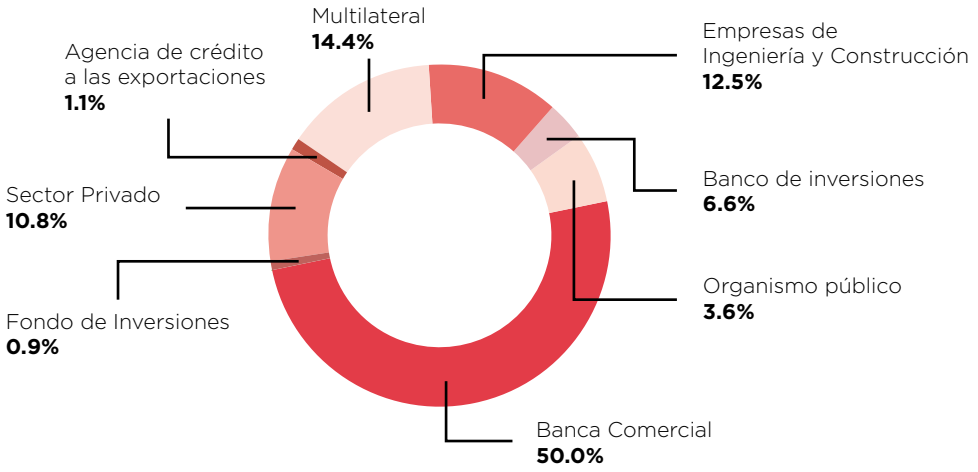
Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*.

4.3 Financiadores

En relación a las instituciones que participan en el financiamiento de la inversión privada en infraestructura en el Perú, la banca comercial representa la mayor participación, con la mitad del monto de financiamiento total de los proyectos de infraestructura entre 2006 y 2016 (figura 10). Considerando el total del financiamiento de la banca comercial, en la mayor parte han participado bancos comerciales extranjeros (88%), siendo el BNP Paribas aquel con mayor participación (21% del monto financiado por la banca comercial).

Figura 10

Monto financiado para la inversión privada en infraestructura en el Perú según instituciones financiadoras, 2006 - 2016 (% del total)



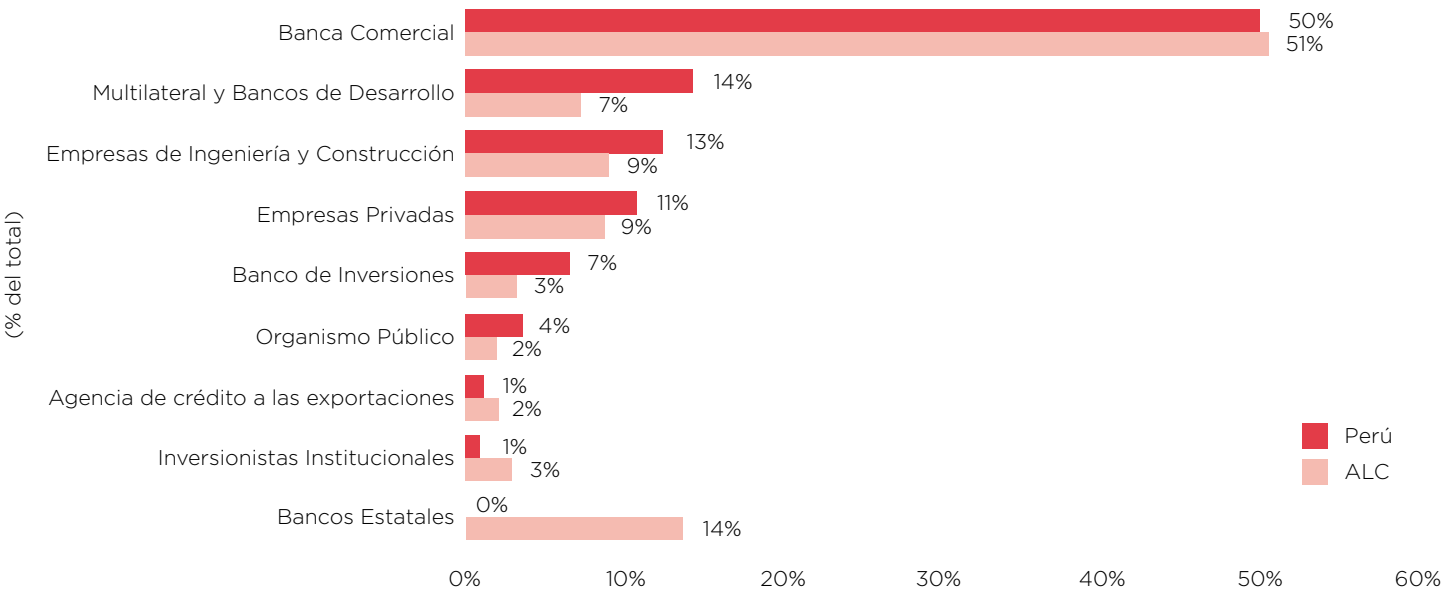
Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*.

Las multilaterales se encuentran en segundo lugar, con una participación del 14,4%. Las mismas empresas de ingeniería y construcción llegan a financiar hasta el 12,5%, mientras que empresas operadoras varias participan financiando un 10,8%. Resulta importante mencionar que existe una escasa participación de los inversionistas institucionales[11] de 1%, proveniente básicamente de fondos de inversiones, pues el *IJ* no registró participación de financiamiento directo de fondos de pensiones o compañías de seguros.

La estructura participativa de las instituciones que financian inversión privada en infraestructura en el Perú no difiere mucho al esquema de participación en ALC (figura 11). La banca comercial también es la principal fuente de financiamiento en la región; mientras que las empresas de ingeniería y construcción y empresas privadas varias también tienen una similar participación alrededor de 20% de manera conjunta. Probablemente la mayor diferencia se dé en la participación de los Bancos Estatales, que juegan un rol más participativo en ALC, mientras que en Perú no lo hacen tanto y se compensan con una mayor participación de financiadores privados y multilaterales. Igualmente, los inversionistas institucionales tienen una ligera mayor participación en la cartera de ALC (3% frente a 1%); sin embargo, su participación aún sigue siendo muy baja.

Figura 11

Monto financiado para la inversión privada en infraestructura en el Perú y ALC según instituciones financiadoras



Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*, Serebrisky et al. (2015).

Nota: ALC 2004 - 2014, Perú 2006 - 2016.

La figura anterior muestra claramente que, en Perú y ALC, la participación en el financiamiento de inversión privada en infraestructura está muy concentrada en la banca comercial y que, aún hay mucho espacio para otros actores. Esto resulta alarmante para el sector, en especial en un contexto en el que la banca comercial está sujeta a mayores restricciones que podrían limitar el financiamiento de inversión privada en infraestructura (Serebrisky et al., 2015).

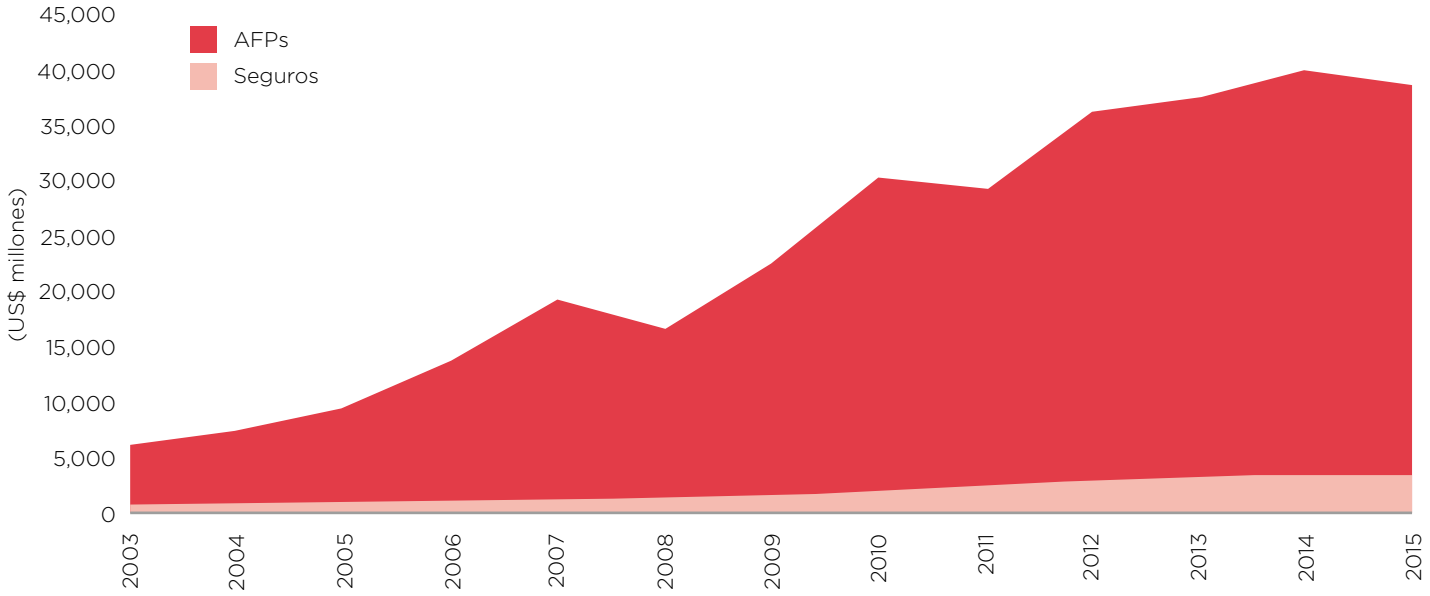
De esta manera, habría que analizar la manera de mejorar las condiciones necesarias para facilitar el financiamiento privado en infraestructura por parte de nuevos inversionistas o inversionistas con limitada participación. En particular, los inversionistas institucionales, los cuales cuentan con grandes fondos para invertir, pero aún se muestran tímidos en financiar inversión privada en infraestructura.

5. El rol de los inversionistas institucionales

Según la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP[12] (SBS), a diciembre del 2016, el sistema privado de pensiones cuenta con un total de 6,264,103 afiliados a cargo de 4 AFPs: Integra (33,8% afiliados) y Profuturo (30,5% de los afiliados) están presentes desde que se creó el sistema privado de pensiones en diciembre 1993, más tarde en agosto 2005 entró Prima (24,4% de los afiliados) y en junio del 2013 empezó a operar Hábitat (11,3% de los afiliados).[13] Con respecto a las compañías de seguros, al tercer trimestre de 2016, el sistema asegurador estuvo conformado por 21 empresas.

El monto administrado por los inversionistas institucionales ha tenido un crecimiento acelerado y sostenido en los últimos años debido a una significativa rentabilidad, como se muestra en la figura 12. Así, el valor del Fondo Privado de Pensiones creció seis veces su valor entre 2003 y 2015, pasando de representar un 11% del PIB a un 20%. De la misma manera, la producción de primas de seguros netas del sistema asegurador creció cuatro veces su valor entre 2003 y 2015, y al 2015 representaba el 2% del PIB. De esta manera, ambos inversionistas institucionales cuentan con un gran potencial para aumentar su inversión en infraestructura ya que pasaron de administrar conjuntamente el 12% del PIB del Perú en 2003 a aproximadamente 22% en el 2015.

Figura 12 **Valor del Fondo Privado de Pensiones y Primas de Seguros Netas, 2003 - 2015**



Fuente: Elaboración propia a partir de SBS.

Definitivamente este aumento, junto con la caída de la rentabilidad de los instrumentos tradicionales de inversión (principalmente bonos públicos), han generado un mayor apetito por instrumentos en los cuales invertir y la inversión privada en infraestructura resulta una oportunidad para canalizarlos.

Esta parece ser una gran oportunidad para que inviertan los inversionistas institucionales. Si bien es cierto que los fondos que manejan no pueden someterse a riesgos altos debido a su naturaleza porque hay que responder al asociado; en el largo plazo, hay maneras de mitigar los riesgos de la inversión en infraestructura para hacer que la relación riesgo/rendimiento sea favorable. Principalmente, la inversión en infraestructura les permite diversificar su portafolio y una vez que la obra entre en operación, se cuentan con rendimientos estables (Zamalloa et al., 2007).

5.1 Vehículos de inversión en infraestructura

Las AFPs pueden invertir en infraestructura de manera directa e indirecta. La inversión directa se da con la compra de instrumentos de deuda o acciones emitidas por las empresas concesionarias de los proyectos de infraestructura. En cambio, la inversión indirecta se da a través de otros instrumentos o mecanismos como compra de cuotas de participación en fondos de inversión especializados en infraestructura, o de instrumentos de deuda, bonos corporativos o acciones emitidas por empresas vinculadas a proyectos de infraestructura, pero cuya captación no necesariamente se destina a la inversión en el desarrollo de infraestructura (Valdivieso, 2012).

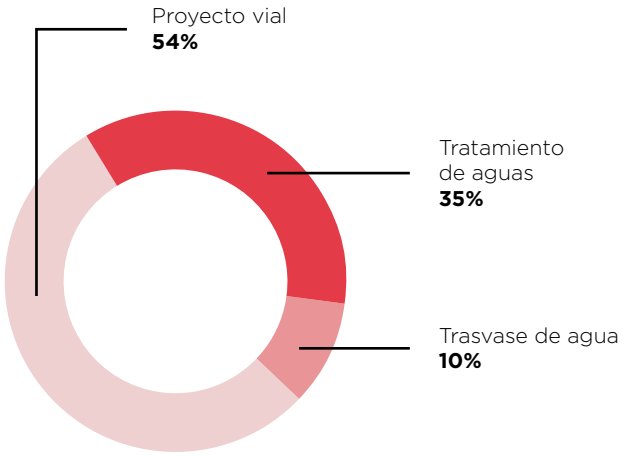
5.2 Actual inversión en infraestructura

Como se ha analizado, los inversionistas institucionales casi no invierten de manera directa en los proyectos de infraestructura en Perú. Sin embargo, resulta importante analizar esa pequeña inversión indirecta que sí realizan.

5.2.1 Fideicomisos de infraestructura

A la fecha las AFPs han creado 2 fideicomisos de infraestructura con el objetivo de invertir en proyectos rentables que calcen con la maduración de sus obligaciones. Se trata más que nada de pilotos porque sus montos son muy bajos respecto a la cartera de activos administrados; sin embargo, es la única manera en que las AFPs han asumido riesgos de construcción. La idea del fideicomiso es ganar economías de escala en la evaluación de proyectos con las otras AFPs (ya que cada AFP no cuenta con equipos de gente especializada en inversiones en infraestructura), y de esta manera analizar y diversificar el riesgo.

Figura 13 **Inversión del primer fideicomiso (%)**



Fuente: Elaboración propia a partir de SBS.

En diciembre del 2009, las AFPs del Perú[14] constituyeron un Fideicomiso de Infraestructura de US$ 300 millones, que en febrero del 2012 se amplió a US$ 400 millones. Al mismo tiempo, en el 2009, el Gobierno peruano decreto de manera urgente la priorización de la promoción de la inversión privada para 20 proyectos de infraestructura. Así, la inversión del fideicomiso fue principalmente dirigida a estos proyectos. Al final, se invirtió aproximadamente 93% del total del fideicomiso[15] en 3 de los 20 proyectos: 2 de ellos en agua (Planta de Tratamiento de aguas residuales de Taboada y Trasvase de agua de Huascacocha) y uno en transportes (Proyecto Vía Parque Rímac).

Más tarde en enero del 2015, 3 AFPs[16] constituyeron un segundo fondo de infraestructura de US$ 1.000 millones con intención de invertir en cinco proyectos de infraestructura.

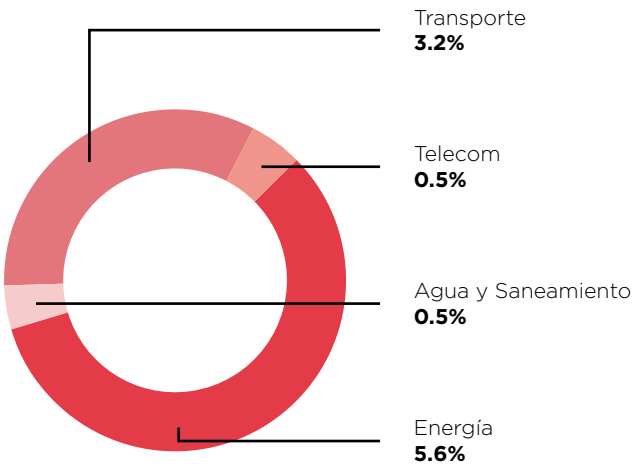
5.2.2 Fondo de Inversión en Infraestructura

En el 2009 se creó un fondo de inversión de infraestructura por US$ 460 millones entre las AFPs, el Ministerio de Economía y Finanzas, la SBS, Brookfield, la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Corporación Financiera de Desarrollo (COFIDE). El fondo tenía previsto invertir sus recursos en el capital de empresas y en la ejecución proyectos en los sectores de energía y gas, transporte (puertos, aeropuertos, carreteras y vías férreas), agua y saneamiento, salud y otros sectores relacionados a la infraestructura en Lima y en las regiones del Perú.

Lamentablemente, el proyecto no prosperó ante la falta de oportunidades para invertir el capital comprometido. Más tarde, en el 2016, se creó el Fondo de Infraestructura Pública y Servicios Públicos[17] con una vigencia de 30 años renovables, con la finalidad de impulsar la productividad de la economía mediante la disposición de recursos públicos para financiar las diferentes fases del desarrollo de las Asociaciones Público Privadas. Los recursos del Fondo provendrán principalmente del superávit de Recursos Ordinarios, siempre que el ahorro acumulado en el Fondo de Estabilización Fiscal (FEF) no sea menor al 4% del PIB.

Figura 14

Inversión de las AFPs en Infraestructura por sector, Dic 2016 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de SBS.

5.2.3 Inversión reportada por las AFPs

En los últimos 5 años, las AFPs han invertido en promedio 10% de su cartera en infraestructura. A diciembre del 2016, las AFPs reportaron que habían invertido US$ 3.916 millones en el sector infraestructura, lo que representó 9,7% de su cartera total de inversiones. Sin embargo, como ya se mencionó previamente, casi la totalidad de estas inversiones fue a través de vehículos indirectos (sean acciones que cotizan en bolsa de empresas proveedoras de servicios de infraestructura o bonos corporativos) y no en la financiación directa de los proyectos de infraestructura, que es lo que el presente caso busca incentivar.

De esta manera, la participación de inversionistas institucionales en el financiamiento de la inversión privada en infraestructura es muy baja a través de vehículos indirectos y casi inexistente a través de vehículos directos. Esto se debe por diversas razones desde financieras, regulatorias, burocráticas, políticas hasta temas de conducta. La siguiente sección presenta un análisis de las principales restricciones identificadas para Perú.

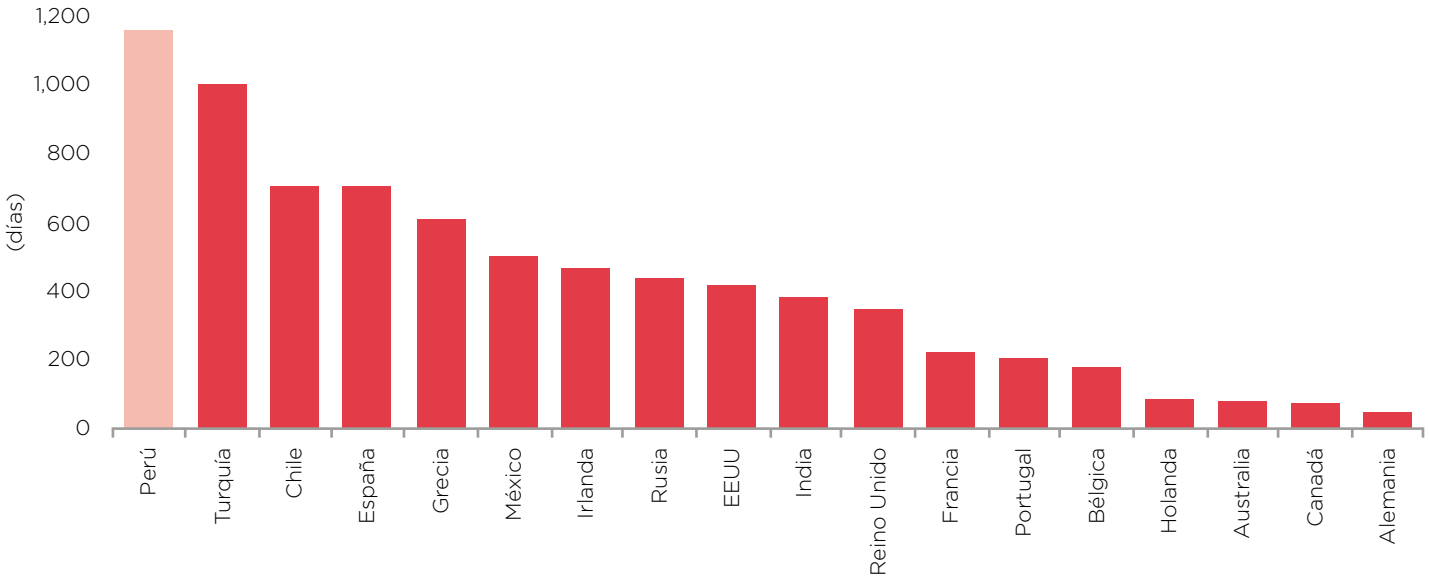
6. Causas de la pasiva participación de los inversionistas institucionales

La presente sección presenta un análisis cualitativo de la percepción de los distintos actores sobre la pasiva participación de los inversionistas institucionales financiando inversión privada en infraestructura. La información recopilada se basa en entrevistas y diálogos realizados a diferentes actores como AFPs, constructoras, fondos de inversiones, estudios de abogados y sector público durante el mes de octubre 2016 en Perú.

• **Disponibilidad de recursos, tamaño del mercado y de los proyectos**.
Por un lado, algunos tienen una percepción positiva acerca de que no hay restricciones financieras para el financiamiento dado que el tamaño de los proyectos de infraestructura que se dan en Perú son pequeños y, por lo tanto, el mercado local puede financiarlos. Sin embargo, otros ven el panorama de una manera diferente y consideran que si hay restricciones financieras cuando hay proyectos muy grandes, que son poco comunes, como la línea 2 del metro de Lima (US$ 5.346 millones, de los cuales US$ 1.069 millones están a cargo del sector privado). Para estos mega proyectos los inversionistas privados no llegan a acceder localmente al capital para participar. Además, el hecho de que los proyectos sean chicos no permite atraer grandes inversionistas institucionales internacionales (como por ejemplo el Fondo de Pensiones de profesores canadienses *Ontario Teachers Pension Plan-OTPP*), los cuales necesitan invertir a gran escala (a partir de US$ 150 millones).

• **Concesiones no requieren contar con cierre financiero para ser adjudicadas**.
Proinversión, la entidad encargada de este proceso, otorga las concesiones sin requerir la modalidad de financiamiento del proyecto o si el contrato es bancable o no. Como consecuencia, mucho después de la firma del contrato se dan muchas adendas para cumplir con los requerimientos del financiamiento obtenido. Normalmente hay mucho tiempo entre la adjudicación y el cierre financiero, uno de los mayores a nivel mundial (1,163 días[18]).

Figura 15 **Tiempo promedio entre adjudicación y cierre financiero en proyectos de APP**



Fuente: Elaboración propia a partir de *Infrastructure Journal Global Database*.

Como es de esperarse, esto desincentiva a muchos postores y se limita la competencia, pues nuevas empresas concesionarias no desean ni confían en que se den cambios después de firmado el contrato porque implica mucho riesgo. En otras palabras, los contratos de concesión son vulnerables a ser modificados. Las únicas que se animan a entrar son empresas locales que ya conocen que la práctica de agregar adendas es común o empresas extranjeras que se asocian con socios locales que entienden los riesgos. Adicionalmente, el concedente (ministerio del sector) es el que acuerda las adendas y Proinversión no participa de este proceso, solo proporciona su opinión. Afortunadamente, existe un proyecto de ley que le encarga a Proinversión la post adjudicación durante los 3 primeros años concesión. Proinversión es consciente de este problema y reconoce que debería ser requerimiento que, dentro de la postulación, el privado presente el cierre financiero o al menos una carta de intención del tipo de financiamiento.

Un ejemplo es el proyecto del Aeropuerto Internacional de Chinchero de Cusco. El proyecto fue concesionado en el 2014 vía una APP sin este contar con cierre financiero. Luego se agregó una adenda para lograr el cierre financiero, la cual genero gran controversia pues trasladada riesgos de financiamiento hacia el Estado. Esto se debe a que en el contrato el concesionario debía acreditar que contaba con los recursos para financiar el proyecto. Pero la adenda establece que el Estado pagaría por cada hito terminado y con este pago el concesionario continuaría la construcción. Al final el Estado es el que debe obtener los recursos y pagar cada cierto tiempo cuando inicialmente debía pagar recién en 5 años. Alrededor de este tema hay mucha discusión a favor y en contra de la adenda. En definitiva, queda claro es que los contratos de concesión son vulnerables a ser modificados y este es un riesgo que los inversionistas institucionales no desean tomar.

• **Significativa aversión a los riesgos de construcción.** Los inversionistas institucionales no invierten porque durante esta etapa, los riesgos de encontrar imprevistos son altos y aumentan los costos o atrasan las obras. Por ello, es más factible que las AFPs entren a un proyecto ya en marcha donde los ingresos están asegurados. Un riesgo es la demora o incumplimiento con las expropiaciones por parte del Estado, posterior a la concesión. Esto retrasa la construcción y operación del proyecto y, por ende, la generación de ingresos para repagar el financiamiento recibido. Otro riesgo es encontrar alguna dificultad geológica durante la construcción que retrase o paralice el proyecto. Otro riesgo se relaciona con el descubrimiento de restos arqueológicos durante la construcción de la obra ya que se trata un país con gran extensión cultural a lo largo de su historia. En Perú, las obras deben contar con un Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) antes de iniciar la obra, el cual es un trámite que demora el inicio de construcción. Un escenario posible sería encontrar evidencias arqueológicas durante la construcción que paralizan la obra y hacen necesario repensar el proyecto pues no existe una política de coexistencia entre proyectos arqueológicos y el desarrollo de actividades económicas. Si bien se pueden delimitar áreas a ser excluidas del proyecto, esto toma más tiempo.

Un ejemplo es el Aeropuerto Internacional Jorge Chávez el cual según contrato debía de construir una segunda pista de aterrizaje para el 2014. Sin embargo, a la fecha no se ha construido la pista porque el Estado aún no entrega los terrenos para la ampliación del aeropuerto y así se ha atrasado todo el proyecto, el concesionario no ha podido cumplir con esta parte del contrato y se han venido agregando adendas sobre este tema mientras el tráfico aeroportuario sigue incrementándose.

• **Asimetría de información en cuanto a riesgos**. El Estado Peruano no cuenta con una política de asignación de riesgos que defina las reglas claras y que reduzca incertidumbre para los inversionistas. Pero, por otro lado, el sector privado considera que esto sería híper normatividad y que contar con los riesgos publicados podría perjudicarlos en la negociación.

• **AFPs en Perú pueden invertir solo en vehículos que tienen cotización**.
Si bien en Perú no hay grandes restricciones de instrumentos en los cuales invertir localmente para los inversionistas institucionales, como si existe en Chile, las AFPs en Perú pueden invertir solo en vehículos que tienen cotización, por lo que no pueden invertir directamente en *private equity*; así que tercerizan a través de fondos cerrados. Se hace evidente la necesidad de contar con mayores vehículos de inversión que les permitan invertir en proyectos.

• **Hay menos liquidez de las AFPs para invertir en proyectos de infraestructura**.
Una nueva ley permite mayores retiros al afiliado. Así, el afiliado puede retirar hasta 25% de su fondo individual acumulado para pagar la cuota inicial de un primer inmueble o para amortizar la deuda de un crédito hipotecario vigente. Asimismo, los jubilados que se encuentren recibiendo una pensión periódica hasta que su fondo acumulado se termine y los afiliados dentro del Régimen de Jubilación Anticipada pueden retirar hasta 95,5% de su cuenta individual. Esto afecta las inversiones largo plazo y por ende perjudica las inversiones en infraestructura debido a que se cuenta con menor liquidez para ellas.

• **Cultura de desinterés/desconfianza en infraestructura**.
Lamentablemente en el Perú no es de interés de los aportantes la asignación sectorial de sus fondos, ni el valor social que éstos pudieran generar. Por el contrario, se tiene la percepción que las inversiones relacionadas al sector infraestructura son más proclives a sufrir de corrupción.

• **Falta de institucionalidad**.
Los inversionistas institucionales se ven desincentivados a invertir en infraestructura por la baja institucionalidad del país, en particular, en los gobiernos sub-nacionales, que genera demoras, sobrecostos, riesgos en los proyectos de infraestructura.

En conclusión, el análisis realizado muestra que el Perú ha hecho un importante esfuerzo por incrementar la inversión privada y pública en infraestructura. Sin embargo, aún se necesita invertir mucho más para cerrar la brecha de infraestructura. Se han identificado que un gran potencial para que ciertos actores financien inversión privada en infraestructura, como los inversionistas institucionales. Lamentablemente, a pesar de su apetito, se han identificado limitaciones que evitan su inversión en infraestructura. El presente caso identifica estas barreras con el objetivo de dar luces al Estado de las medidas que se deben tomar para eliminar estos cuellos de botella y así seguir impulsando la inversión privada en infraestructura.

Notas

[1] Entiéndase por privatización como la venta de activos.

[2] Decretos Legislativos 662, 674, 757 y 758.

[3] Decreto Legislativo 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, Decreto Legislativo 839, Ley de Promoción de la Inversión Privada en Obras publicas de Infraestructura y de Servicios Públicos.

[4] Decreto legislativo 1012, Ley Marco de Asociaciones Público - Privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada.

[5] Cifras a febrero 2001.

[6] Se cuenta con datos de inversión pública en infraestructura entre 2008 y 2013 en Infralatam: http://infralatam.info/

[7] Infralatam: http://infralatam.info/

[8] Se cuenta con una serie de tiempo más larga que la pública, a cargo del Banco Mundial: https://ppi.worldbank.org/data

[9] Hay limitada información para el sector telecomunicaciones, y para agua y saneamiento como para analizar esta estructura.

[10] Para clasificar la información de manera anual se ha considerado la fecha de cierre financiero de los proyectos.

[11] Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones (AFPs), Compañías de Seguro y Fondos de Inversión en Infraestructura.

[12] AFP: Administradoras de Fondos de Pensiones

[13] Cabe resaltar que Hábitat recién ingreso al mercado en junio del 2013, por ello el menor número de afiliados en comparación al resto de AFPs. No obstante, cuenta con el 94% de los afiliados menores a 21 años y 41% de aquellos entre 21 y 25 años.

[14] En ese momento 4 AFPs.

[15] S/. 982.5mm es decir aproximadamente US$ 372 millones usando el tipo de cambio promedio bancario venta del 2012.

[16] Integra, Prima y Profuturo.

[17] Artículo 20 del Decreto Legislativo N° 1276.

[18] *Infrastructure Journal Global Database*.

Referencias

Alonso, J. Bjeletic, J. Herrera, C. Hormazabal, S. Ordóñez,I. Romero, C. y Tuesta D. (2009). "Un balance de la inversión de los fondos de pensiones en infraestructura: la experiencia en Latinoamérica". BBVA Working paper Nº 0920.

Arizmendi, P., Oliveros, E., Pantigoso, P., Rivera, M., García, C., Montoya, R., Castañeda, H., Talavera, A., Chavez, D. and Basadre, A.J. (2016). "Agilizando la Ruta del Crecimiento: II Parte del Plan Nacional de Infraestructura". Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional (AFIN).

Banco Mundial (2015). "Sources of Financing for Public-Private Partnership Investments in 2015".

Banco Mundial (2016). "Perú: Financiamiento de infraestructura y mercado de capitales". Notas de Política.

Bipartisan Policy Center (2016). "Bridging the Gap Together: A New Model to Modernize U.S. Infrastructure".

Bonifaz, J.L., Urrunaga, R., Aguirre, J., Urquizo, C., Carranza, L., Laguna, R. y Orozco, Á. (2015). "Un Plan para salir de la pobreza: Plan Nacional de Infraestructura 2016-2025". Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional (AFIN).

Chang, G. y Reinoso, G. (2013) "Los fondos de pensiones y las inversiones en proyectos de infraestructura". Revista Moneda (154), pp. 19-23. Banco Central de Reserva del Perú.

Coronado, E. (2016). "Will the New Government in Peru Provide Anticipated Boost to Transport PPPs?" Business News Americas.

Della Croce, R. (2013). "New models for Infrastructure Financing: the Role of Institutional Investors". Presentación Paris, Abril, 2013.

Della Croce, R. y Gatti, S. (2014). "Financing infrastructure–International trends". OECD Journal: Financial Market Trends, 2014(1), pp.123-138.

IPE (2001). "La brecha en infraestructura - Servicios públicos, productividad y crecimiento en el Perú." Adepsep.

Macroconsult (2000). "Determinantes de los arreglos contractuales en la participación privada en infraestructura: el caso peruano". Banco Interamericano de Desarrollo, R–390, Washington, DC.

MEF (2016). "Peru- An overview of the investment climate and the PPP modality".

Roca, J. (2011). "Inversiones de las AFP en infraestructura". Revista Capitales, 4(39) octubre 2011. Procapitales.

Ruiz-Caro, A. (2002). "El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2001". Vol. 22. United Nations Publications.

Serebrisky, T., Suárez-Alemán, A., Margot, D. y Ramirez, C. (2015) "Financiamiento de la infraestructura en América Latina y el Caribe: ¿Cómo, Cuánto y Quién?" Banco Interamericano de Desarrollo.

Torero, M. (2002). "La privatización peruana: Impactos sobre el desempeño de las empresas". Banco Interamericano de Desarrollo, R-476, Washington, DC.

Tuesta, D. (2011). "Fondos de Pensiones e inversión en Infraestructura en Latinoamérica". Presentación Washington DC, mayo 2011. BBVA.

Tuesta, D. (2015). "Inversión en Infraestructura en América Latina - Fondo de pensiones, mercado de capitales y regímenes financieros". Presentación Ciudad del Cabo, noviembre 2015. BBVA.

Valdivieso. L. (2012). "Inversión de las AFP en Infraestructura en el Perú". Presentación en Lima, 26 de abril 2012. Asociación de AFP.

Vives, A. (1999). "Pension funds in infrastructure project finance: Regulations and instrument design". The Journal of Structured Finance, 5(2), pp.37-52.

Zamalloa, E. y Vasquez, M.I. (2007). "¿Cómo Acelerar la Ejecución de la Inversión en Infraestructura en el Perú?". Instituto Peruano de Economía (IPE).

INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO PRIVADO DE LA INFRAESTRUCTURA EN CHILE

Aldo González

1. Introducción

Chile comenzó a mediados de la década de los noventa un ambicioso programa de obras de infraestructura mediante el mecanismo de concesiones. La atracción de capital privado a una industria que se abría era uno de los elementos cruciales para el éxito del programa de inversión en obras. Entre los años 1994 y 2015 la inversión en concesiones alcanzó los US$ 16.000 millones, lo que le permitió al país dar un salto cualitativo en la provisión de infraestructura, principalmente en carreteras y aeropuertos. El upgrade en inversiones realizado ha permitido que Chile ocupe lugares destacados en los rankings sectoriales a nivel regional. De acuerdo al Global Competitiveness Index 2016-2017 del Foro Económico Mundial, Chile se encuentra en el puesto 44 del ranking en el pilar de infraestructura, siendo el país con mejor calidad general de la infraestructura de América Latina.

Diversas reformas e instrumentos fueron diseñados por el Estado en la primera etapa de concesiones, con el propósito de facilitar el financiamiento de los proyectos. Tuvieron un rol relevante los Bonos de Infraestructura, conocidos también como Bonos Monolíneas, los cuales, dado su aseguramiento, obtenían buenas calificaciones en cuanto al riesgo. Ello permitió atraer capital en una industria nueva sobre la cual no existía historia en base a la cual los acreedores pudieran evaluar su participación. Actualmente en un escenario post crisis subprime, donde surgen mayores regulaciones financieras y se observa una caída generalizada en los retornos a nivel mundial, es relevante re- examinar los factores que afectan el flujo de fondos para el sector y las medidas que los gobiernos pueden implementar para facilitar el financiamiento privado en proyectos de infraestructura.[1]

El presente caso examina el rol que han jugado los inversionistas privados en el financiamiento de la infraestructura en Chile y se identifican las futuras tendencias en la industria y, en particular, se analiza el rol de los inversionistas institucionales. La experiencia se enfoca en las concesiones denominadas productivas – carreteras y aeropuertos- no obstante; se abordan temáticas generales del sistema de concesiones que administra el Ministerio de Obras Públicas en Chile.

Este caso se estructura de la siguiente forma. La segunda sección explica el mecanismo de Project Finance empleado para levantar financiamiento en proyectos de infraestructura. En la sección tres se realiza una breve descripción de la evolución de las concesiones de infraestructura en Chile, desde su comienzo en la década de los noventa. La sección cuatro examina la participación de los actores institucionales más relevantes en el financiamiento de concesiones- Bancos, Aseguradoras y Administradoras de Fondos de Pensiones. En paralelo se plantean las limitaciones que los acreedores institucionales enfrentan para incrementar su presencia en las concesiones de infraestructura. El apartado cinco presenta los conceptos detrás del Fondo de Infraestructura, el cual es una iniciativa del Gobierno de Chile, para contar con mayores recursos para invertir en obras públicas. A pesar de que se trata de un instrumento público, el Fondo busca atraer financiamiento privado para nuevos proyectos de infraestructura a través del mecanismo de deuda. En la última sección se entregan las conclusiones del caso.

2. *Project Finance* en Concesiones

En el financiamiento de proyectos se realiza una distinción entre el *"funding"* y el *"financing"*. El primer término se refiere a los ingresos obtenidos por el concesionario como retribución por construir y explotar la obra pública. En el caso de Chile, para las concesiones de carreteras y aeropuertos, las fuentes son: pagos de los usuarios de la infraestructura –peajes en el caso de carreteras y tasas aeronáuticas para aeropuertos- transferencias del Estado e ingresos comerciales, siendo esta última fuente solo de relevancia para los aeropuertos.

El segundo término (*financing*) corresponde a las fuentes que cubren la inversión inicial de un proyecto. Regularmente los proyectos de infraestructura, se financian mediante una combinación de capital propio y deuda de largo plazo. A través de los fondos obtenidos en el *funding* se cubren –durante el período de concesión- las obligaciones con los acreedores (deuda) y se produce el retorno del capital colocado por los inversionistas que ejecutan el proyecto.

Desde el punto de vista del financiamiento (*financing*), los proyectos de infraestructura presentan características que los hacen singulares. Normalmente involucran una alta inversión inicial en activos de larga vida útil, que no poseen uso alternativo y son recuperados en períodos de entre 20 a 30 años. Dependiendo del tipo de proyecto la demanda tiene un alto componente aleatorio y no siempre es sensible a la gestión de quien explote la obra de infraestructura. Para atraer financiamiento en sus distintas modalidades –deuda o capital - se deben tener en cuenta los periodos de retorno del capital, así como los riesgos inherentes a los proyectos.

El denominado *Project Finance* surge como un método apropiado para financiar la infraestructura, en particular para el levantamiento de deuda de largo plazo (ver recuadro). De acuerdo a Yescombe (2007), el *Project Finance* se usa para financiar proyectos de infraestructura mediante concesiones debido a que tiene ventajas tanto para inversionistas como para el gobierno. Dentro de los beneficios para los inversionistas se encuentra que el alto apalancamiento no implica aumentos proporcionales en el riesgo para los prestamistas, lo que permite obtener mejores retornos del capital. En Chile, el sistema de concesiones establece una exigencia mínima de capital propio a la sociedad concesionaria, pero no el total de los recursos requeridos. Ésta aportará con fondos que ascienden a alrededor del 10% a 25% de la inversión total, dependiendo de la complejidad y riesgos del proyecto.[2] El mercado de capitales provee a la sociedad concesionaria de los recursos que necesita para financiar la ejecución de los contratos por obras de infraestructura a través de deuda subordinada, préstamos bancarios (préstamos puente o créditos sindicados), y en algunos casos, con emisión de bonos.

Además, el *Project Finance* permite dividir el riesgo entre varios agentes, y a su vez controlarlos de mejor manera. Por otro lado, permite que agentes con distintas necesidades de liquidez y distintos horizontes de inversión participen en el financiamiento del proyecto de infraestructura. A medida que el proyecto avanza, las fuentes de financiamiento evolucionan acorde a la modificación en los riesgos e incentivos. Los riesgos inherentes al proyecto se distribuyen entre las partes organizadas de acuerdo con quien mejor puede manejarlos y mitigarlos.

Para implementar el financiamiento en una concesión de infraestructura, se crea una figura denominada Vehículo de Propósito Especial o Sociedad Concesionaria para el caso de Chile, la cual tiene como giro exclusivo el desarrollo y explotación de una concesión de obra pública. La cual a su vez se sostiene en una administración independiente de las empresas que aportan capital al proyecto. Esta entidad tiene una duración limitada, por lo que todas las obligaciones con acreedores deben ser cubiertas durante el periodo del proyecto o del contrato de concesión.

Bajo este esquema, la Sociedad Concesionaria es el centro de la red de contratos que se construye alrededor de un proyecto de infraestructura. Mantiene relaciones contractuales con la autoridad a cargo de la infraestructura, con los usuarios de los servicios, con los contratistas de la construcción y operación, y con los inversionistas y financistas del proyecto.

***Project Finance*: ¿Qué es y para qué se usa?**

El *Project Finance* es un mecanismo financiero que permite captar deuda de largo plazo solo con el respaldo del flujo de caja generado por el proyecto mismo. A diferencia de la deuda corporativa, el *Project Finance* está asociado a los ingresos provenientes de los activos del proyecto, los cuales se aíslan del resto de los ingresos de la empresa propietaria del mismo. Debido a la dependencia exclusiva de flujos durante la operación, que pueden ser inciertos previo a la construcción, es que la Sociedad Concesionaria se convierte en una empresa riesgosa, cuya rentabilidad será estimada por los inversionistas luego de un análisis exhaustivo. Sin embargo, otra ventaja de este tipo de financiamiento es que permite a los agentes involucrados mantener el financiamiento y los pasivos del proyecto de infraestructura *"off-balance"*, lo que reduce el impacto del proyecto en el balance existente de los inversionistas y en su capacidad de deuda. Debido a que los flujos de la concesionaria son separados de las demás obligaciones del dueño de la Sociedad Concesionaria para eliminar el riesgo de insolvencia, la aplicación del *Project Finance* está restringida a ciertos sectores muy regulados. También a sectores con actores comprometidos bajo contratos de largo plazo donde se puede predecir con cierto grado de confianza los flujos de ingresos futuros e identificar y mitigar los riesgos principales.

El *Project Finance* reúne a acreedores de diversas entidades –tenedores de bonos, bancos y otras instituciones- de modo de al estructurar una deuda a largo plazo, se consideran los intereses de los acreedores, sus preferencias en cuanto a asumir riesgos y las limitaciones regulatorias propias de su giro.

El esquema de financiamiento se expresa en dos etapas muy diferentes: la de construcción de la obra y la de explotación. La primera se caracteriza por mayores inversiones, ausencia de flujos de caja, posibles sobrecostos y un eventual retraso en la materialización de las obras. Debido a que durante la etapa de construcción la Sociedad Concesionaria no percibe ingresos, los activos del proyecto constituyen su colateral.[3] La segunda fase es de explotación u operación de la infraestructura, donde el riesgo cae abruptamente cuando el proyecto se completa y se revela la incertidumbre inicial de demanda. En esta etapa los tenedores de bonos reemplazan a los prestamistas bancarios como acreedores primarios y controlan aquello que afecte significativamente los flujos de caja.

3. Breve historia del financiamiento de infraestructura en Chile

Las concesiones de infraestructura en Chile empezaron a inicios de la década de los noventa. Con la promulgación de la Ley 19.252 en 1993 se dio el avance definitivo para incorporar al sector privado en el financiamiento y operación de obras de infraestructura productiva. Se buscó dar seguridad a los inversionistas y financistas, y no sólo a los actores involucrados directamente en la construcción y operación de las obras. De acuerdo al Ministerio de Obras Públicas (MOP), en 1993 el déficit en infraestructura alcanzaba el 15% del PIB para el período 1995-1999, lo que generaba pérdidas anuales por menor competitividad del 3% del PIB.[4]

Las concesiones en Chile comenzaron en la década de los noventa. En la mayoría de carreteras y aeropuertos se optó por mejorar y la ampliar la infraestructura existente y no por construir nuevas vías. En el país ya existía una cultura parcial de pago por peaje, lo cual daba garantías a los concesionarios sobre los ingresos por utilizar las vías. En el caso de los aeropuertos, la legislación aeronáutica faculta al Estado a cobrar a pasajeros y aerolíneas por el uso de la infraestructura aeroportuaria. Como contrapartida, esto obligó a generar un marco regulatorio que evitara el abuso a los usuarios debido al cobro de tarifas extraordinarias debido a que muchas de las autopistas constituyen monopolios naturales administrados por compañías privadas.

Las concesiones son adjudicadas mediante licitaciones abiertas y competitivas. Las variables de adjudicación utilizadas han sido: tarifas al usuario, subsidio del Estado (o pago al Estado), período de la concesión y valor presente de los ingresos.

En términos de mitigación de riesgos, se han empleado diversos instrumentos de modo de limitar la exposición a la volatilidad comercial de los financistas del proyecto en sus distintas fases. Los ingresos mínimos garantizados (IMG) son pagos del Estado a la Sociedad Concesionaria que se activan cuando los ingresos por peajes son menores a un nivel establecido en el contrato para un año determinado. La idea es reducir el riesgo de la demanda, mediante la entrega de una garantía del Estado al concesionario. Este mecanismo facilita el levantamiento de deuda para financiar los proyectos. Desde el punto de vista fiscal, esta garantía, al ser eventual, no es parte del presupuesto público; sin embargo, se contabiliza como pago contingente y afecta las holguras futuras de gasto público. En Chile los IMG se han aplicado desde 1995. El detalle del IMG pagado para cada año y los pagos realizados al Estado por ingreso máximo por concesión de infraestructura pueden verse en el anexo 1. Los pagos efectivos que se realizaron durante el año 2015 por concepto de ingresos mínimos garantizados fueron de US$ 24.615 millones, que corresponde a 0,15% del PIB de ese año.

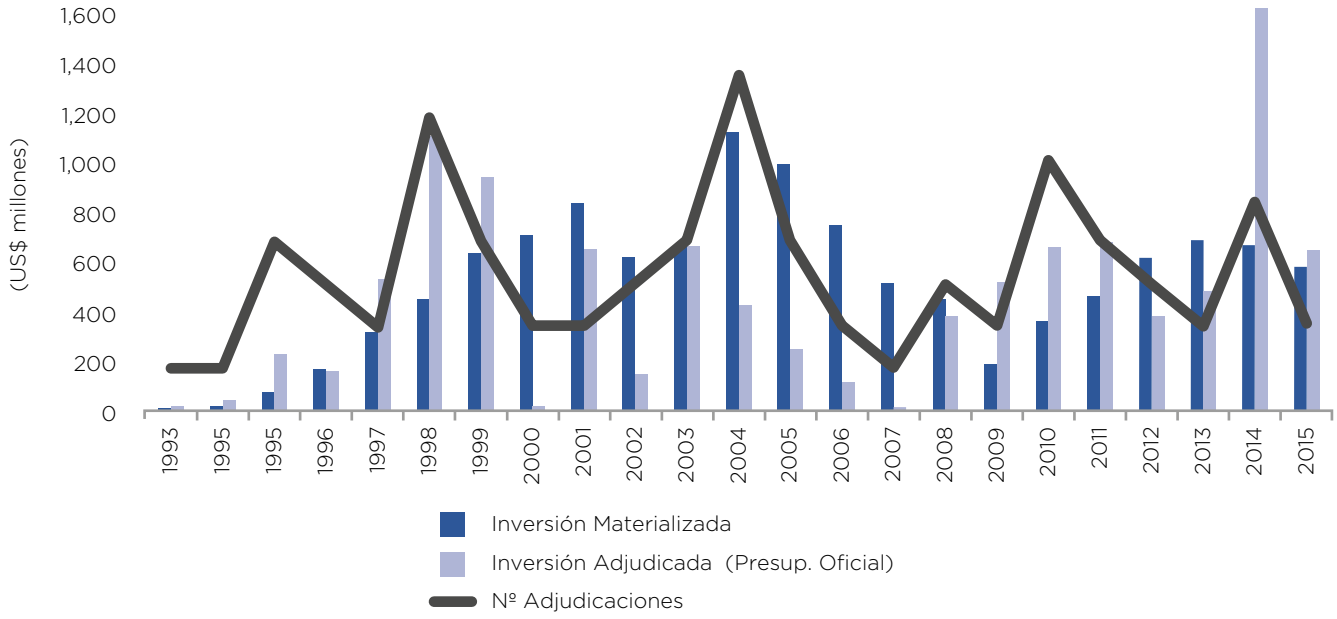
Los contratos de Valor Presente de los Ingresos (VPI) también son un mecanismo de mitigación del riesgo de demanda, pues permiten ajustar el plazo de la concesión para garantizar un retorno al proyecto. Otros instrumentos utilizados para reducir o repartir mejor los riesgos fueron el Bono de Infraestructura (1998), el mecanismo de cobertura cambiaria y el mecanismo de distribución de ingresos.[5]

Un hito importante para fomentar el financiamiento de las concesiones fue la posibilidad de constituir una garantía a través de la prenda especial de concesión de obra pública (1996). El contrato de concesión y sus flujos futuros de ingresos pueden constituirse en garantía para los acreedores.

Los subsidios directos del Estado, cumplen con la finalidad de autofinanciar proyectos que no son socialmente rentables. Su propósito es que el proyecto se materialice y su incidencia en la volatilidad de los ingresos y en el riesgo de demanda dependerá de la magnitud del subsidio respecto a los ingresos totales de la concesión (ITC).[6]

Entre 1993 y 2007 se otorgaron 26 concesiones de carreteras con diferentes variables de licitación. De ellas, 20 recibieron garantías de ingreso mínimo y 15 recibieron subsidio. La autopista que une Santiago con Valparaíso y Viña del Mar fue la primera concesión adjudicada mediante VPI, en 1998. A partir del 2008 las licitaciones por VPI se convirtieron en el mecanismo estándar para otorgar concesiones de carreteras en Chile. En la figura 1 se observa la inversión adjudicada y materializada para cada año desde 1993. Se observa también el número de adjudicaciones por año.

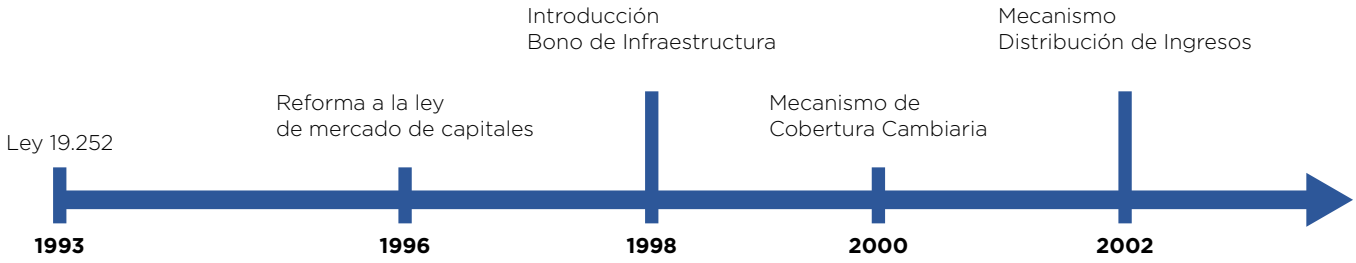
Figura 1 **Inversión Adjudicada y Materializada por año**



Fuente: MOP.

Nota: Para convertir a dólares se usó el dólar corriente de cada año.

El sistema de concesiones chileno se ha adaptado a las diferentes formas de mitigación de riesgos de acuerdo a la situación económica global, lo cual sin duda impacta en la disponibilidad de fondos para inversión en proyectos. Así, en el contexto de la crisis asiática surgen: el bono de infraestructura y, el mecanismo de distribución de ingresos (MDI); unos años después surge el mecanismo de cobertura cambiaria (MCC).



En 1996 se concreta una reforma a la Ley de Mercado de Capitales, cuyo objetivo fue flexibilizar las normas para que inversionistas institucionales pudieran participar de manera más fluida en el financiamiento de proyectos de Infraestructura, de manera de expandir el financiamiento de fuentes locales para este tipo de proyectos. Hasta entonces, las inversiones de las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP) estaban restringidas a los instrumentos financieros tradicionales, por lo que sólo podían invertir en infraestructura de manera indirecta a través de la compra de acciones y bonos emitidos por empresas privatizadas.

Tabla 1 **Concesiones con Bonos de Infraestructura**

Sociedad	Fecha Inscripción	Monto Inscrito (US$)	Tasa de Emisión (%)	Grado
Ruta del Maule	10-11-1998	155.899.961	8,15	AAA
Ruta de la Araucanía	29-06-2000	211.600.934	7,3	AAA
Ruta del Bosque	26-02-2001	201.639.068	6,3	AAA
Autopista del Sol S.A.	08-03-2002	132.254.716	6	AAA
Rutas del Pacífico	14-03-2002	23.765.448	5,5	AAA
Rutas del Pacífico	14-03-2002	261.419.923	5,8	AAA
Autopista Los Libertadores S.A.	12-04-2002	39.189.223	5,6	AAA
Autopista Los Libertadores S.A.	12-04-2002	49.265.773	6	AAA
Melipilla S.A.	13-06-2003	16.121.890	6,5	AA-
Autopista Central S.A.	11-11-2003	317.564.593	5,3	AAA
Costanera Norte S.A.	12-11-2003	46.411.502	5	AAA
Costanera Norte S.A.	12-11-2003	185.646.007	5,5	AAA
Vespucio Norte Express S.A.	09-06-2004	474.981.414	5,3	AAA
Ruta del Maipo S.A.	01-10-2004	162.061.686	4,85	AAA
Autopista Vespucio Sur S.A.	29-10-2004	153.679.907	4,5	AAA
SCL Terminal Aéreo Santiago S.A.	04-11-2004	86.639.650	4	AAA
Ruta del Maule S.A.	21-06-2005	176.884.008	2,75	AAA
Infraestructura Penitenciaria Grupo Tres S.A.	12-08-2005	114.573.130	3	AAA
Infraestructura Penitenciaria Grupo Tres S.A.	12-08-2005	14.994.680	4	A
Infraestructura Penitenciaria Grupo Tres S.A.	12-08-2005	48.051.845	10	B
Autopista Interportuaria S.A.	27-12-2005	30.991.093	4,25	A+
Autopista del Sol S.A.	19-05-2006	33.227.548	4	AAA
Ruta del Maule S.A.	12-09-2006	38.516.006	3,5	AAA
Ruta del Bosque S.A.	07-11-2006	51.394.635	3,4	AAA
Ruta del Maipo S.A.	05-12-2006	205.527.162	3,2	AAA
Autopista Los Libertadores S.A.	18-12-2006	41.074.606	3,4	AAA
San José -Tecnocontrol S.A.	16-01-2015	214.059.347	2,95	AAA
San José -Tecnocontrol S.A.	16-01-2015	26.962.987	4	AA

Fuente: MOP (2016).

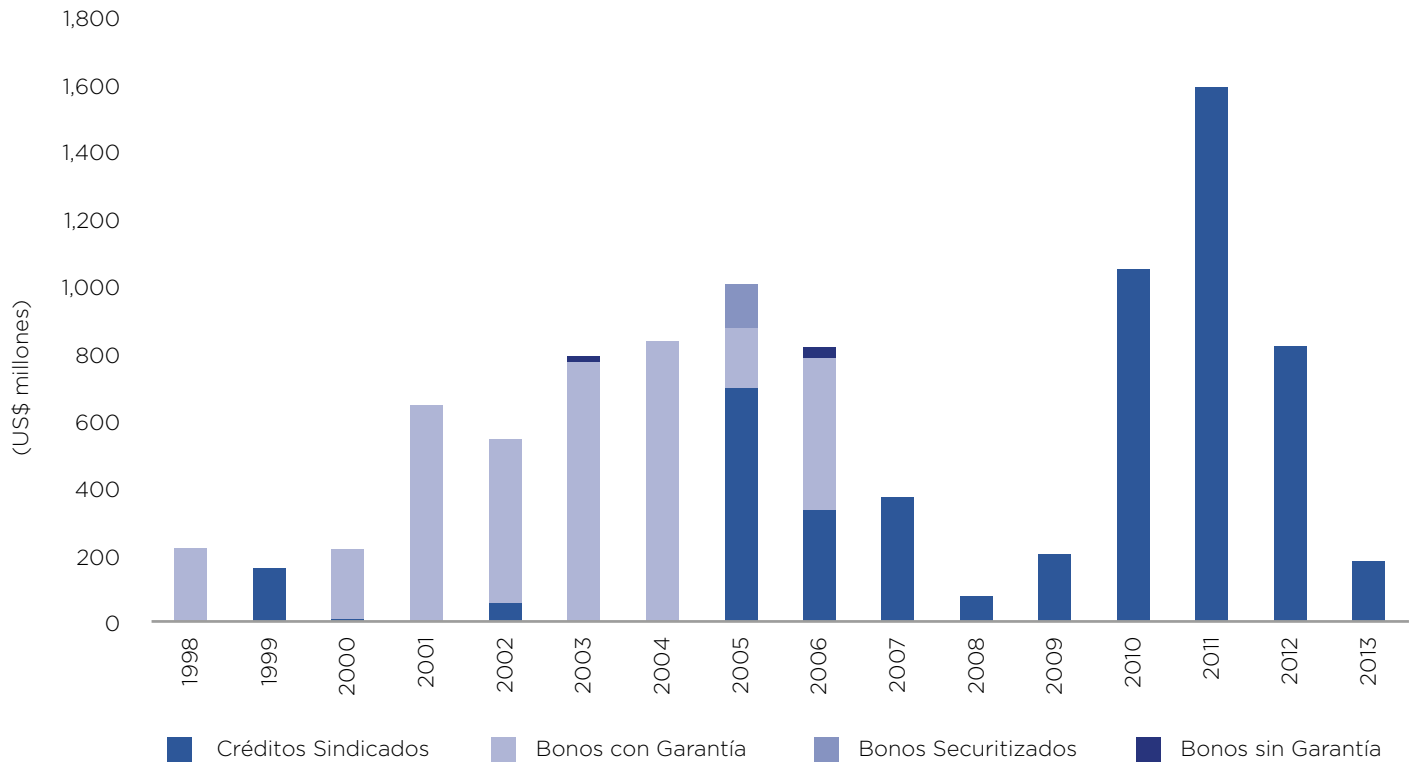
El Bono de Infraestructura (1998) nace como un instrumento para financiar proyectos de infraestructura a través del mercado de capitales. Fue concebido para ser emitido en la etapa pre-operativa o de operación de la obra, y se sustenta en los ingresos futuros del proyecto. La penetración de esta forma de financiamiento fue alta. A diciembre de 2014 los bonos de infraestructura de sociedades concesionarias financiaban cerca de un tercio de la inversión materializada en infraestructura.[7] El primer proyecto financiado con estos bonos fue la concesión de ruta 5 Talca-Chillán.

Los bonos de infraestructura se utilizan en distintas etapas del financiamiento de un proyecto. Al comienzo, como garantías al participar en la concesión, y una vez completada la construcción, el concesionario puede emitir bonos garantizados por los ingresos de los peajes; los que generalmente son comprados por los fondos privados de pensiones y compañías de seguros.[8] Los bancos son la fuente principal de financiamiento para las empresas de giro único ya que la ley impone condiciones que dificultan la participación de otras instituciones en el financiamiento de la construcción de caminos. Los bonos logran una calificación de grado de inversión sólo si cuenta con una estructura que considere todos los riesgos relevantes. Para ello, generalmente deben contratar seguros que trasladen el riesgo de construcción desde la concesionaria a la empresa constructora ejecutante de las obras. En Chile, a partir de 1998, en lugar de utilizar bancos como se había hecho hasta la fecha, los patrocinadores del proyecto compraron seguros Monolínea que respaldaban de manera irrevocable, incondicional y a todo evento los pagos a los tenedores de bonos, incluidos el capital y los intereses.

De esta forma, los seguros Monolínea permitían obtener una calificación de riesgo más atractiva, en un contexto en que los actores financieros no estaban familiarizados con proyectos sustentados en un modelo de Project Finance, pues el programa de concesiones chileno estaba en su etapa inicial de desarrollo. Además, sustituyeron el monitoreo de los bancos durante la fase de construcción.

La crisis financiera de 2008 expuso las deficiencias de las clasificadoras de riesgo y de las aseguradoras Monolínea, las cuales resultaron ser muy rígidas al usar como garantía el bien concesionable. El deterioro en la calidad del aseguramiento golpeó al mercado de bonos locales de infraestructura, y como resultado, la emisión de bonos de infraestructura dejó de utilizarse como mecanismo de financiamiento de nuevos proyectos de infraestructura. Como consecuencia el financiamiento de este tipo de proyectos volvió a ser fundamentalmente bancario.[9] Este cambio puede observarse en la figura a continuación.

Figura 2 **Tipos de Financiamiento en Concesiones**



Fuente: Bice Vida Infraestructura.

El mecanismo de cobertura cambiaria surgió debido a que la inexperiencia de la banca doméstica en el área de concesiones de infraestructura hizo que parte del financiamiento se gestione en el extranjero. Estas operaciones de préstamo acarreaban una complejidad: Entre 1998 y el 2000 el valor del dólar con respecto al peso aumentó en un 17%, lo que afectó negativamente los ingresos debido a que éstos se percibían en moneda local y el pago de las obligaciones financieras debía realizarse en dólares.

El MCC fue un convenio complementario irrenunciable al cual las concesionarias podían acogerse voluntariamente para acotar riesgos de financiamiento. Reduce el riesgo de fluctuaciones en el valor de la divisa al establecer un rango por sobre y bajo el 10% del tipo de cambio (expresado en US$/UF). De acuerdo a la variación del tipo de cambio se determinaba si la sociedad concesionaria recibía dinero o pagaba por las ganancias extraordinarias recibidas. Si bien la medida evitó pérdidas en los patrimonios de los concesionarios que habían obtenido su financiamiento en dólares y percibían sus ingresos en pesos, no mantuvo un uso generalizado. Actualmente no existen sociedades concesionarias acogidas al mecanismo.

El mecanismo de distribución de ingresos surge en el contexto de la crisis asiática, como una manera de reestructurar el financiamiento de las Sociedades Concesionarias. La caída en los ingresos de las autopistas estaba generando gran presión sobre los estados de resultados de las empresas, y varias corrían el riesgo de entrar en cesación de pago con sus acreedores financieros.

La ley de concesiones tenía incorporado el hecho imprevisto como causal de revisión de un contrato de concesión, facultando al concesionario para solicitarlo si estos hechos, denominados sobrevinientes así lo ameritaran.[10] El MDI fue la alternativa escogida ante el imprevisto de la crisis asiática y como contrapartida, las empresas que se suscribían al mecanismo contraían una deuda con el MOP que sería pagada mediante la ejecución de obras adicionales en el mismo proyecto, por ejemplo. Este mecanismo fue incorporado en el 2002 para concesiones de carreteras, y posteriormente se incluyó a las concesiones aeroportuarias. En total, 7 proyectos lo adoptaron. El MDI operaba como un swap sobre la tasa de crecimiento de los ingresos, convirtiendo una tasa variable en una tasa fija mediante un pago. Se acotaba el grado de riesgo asumido por el concesionario durante el resto de vida del contrato, en lo que relaciona con las variaciones en el flujo vehicular, y se adoptaba un sistema de plazo variable en vez del plazo fijo original. El MDI podía alargar o acortar el plazo original de la concesión dependiendo de si la demanda era mayor o menor que la pronosticada.

4. Situación Actual del Financiamiento en Concesiones

En esta sección se analizará la participación de los actores institucionales como Bancos, Aseguradoras y Administradoras de Fondos de Pensión en el financiamiento de los proyectos de infraestructura.

4.1 Bancos

La banca participa en el *Project Finance*, siendo el principal proveedor de deuda directa. Las ventajas competitivas de los bancos residen en su disponibilidad de capital, tamaño y flexibilidad para negociar condiciones y ajustes posteriores. Se caracterizan por su rapidez en la toma de decisiones y su mayor velocidad de ejecución, tanto al comienzo del proyecto como durante la ejecución de las obras.

La principal desventaja de los bancos es que los horizontes de préstamos son típicamente menores al periodo de duración del proyecto. Sus plazos de crédito usualmente son de 5 a 10 años, mientras que las concesiones tienen plazos que pueden llegar hasta los 30 años. La falta de oferta de créditos de largo plazo se estrecha aún más en períodos de falta de liquidez o crisis financiera.

Las regulaciones bancarias de carácter prudencial, como son los acuerdos de Basilea, imponen cada vez requerimientos de capital más severos, lo que induce a los bancos a optar por colocaciones de corto plazo. Chile aún no está sujeto a la normativa de Basilea III, pero se espera que esta regulación se aplique prontamente en el país, haciendo más costoso para los bancos el otorgamiento de créditos a largo plazo.

Las sociedades concesionarias estructuran su financiamiento con una o más instituciones bancarias, y la razón de deuda capital para las primeras concesiones de infraestructura vial está comúnmente alrededor de 80%- 20% (ver tablas 5 y 6). Las segundas o terceras concesiones revierten este ratio, debido a que la infraestructura principal ya está construida y sólo se requiere que el concesionario realice mantenciones y opere las obras. Otra razón es la variable de adjudicación empleada, como es el caso de la segunda concesión del Aeropuerto de Santiago, donde se empleó el porcentaje de compartición de ingresos aeronáuticos y comerciales con el Estado como variable de adjudicación.

Tabla 2 Estructura de Financiamiento Promedio por Tipo de Concesión

	Recursos Propios			Deuda		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Edificación Pública	40,48%	39,87%	40,16%	59,52%	60,13%	59,84%
Cárceles	42,54%	35,85%	36,02%	57,50%	64,10%	64,00%
Hospitales	54,42%	48,22%	35,99%	45,60%	51,80%	64,00%
Otras Edificaciones Públicas	35,61%	36,83%	44,31%	64,40%	63,20%	55,70%
Infraestructura Vial	24,57%	26,60%	28,13%	75,43%	73,40%	71,87%
Corredores de transporte público	44,40%	43,50%	51,20%	55,60%	56,50%	48,80%
Interurbana	26,40%	27,70%	28,70%	73,60%	72,30%	71,30%
Urbana	10,30%	17,60%	19,60%	89,70%	82,40%	80,40%
Obras de Riego	26,11%	27,15%	27,01%	73,89%	72,85%	72,99%
Infraestructura Aeroportuaria	41,73%	35,83%	39,57%	58,27%	64,17%	60,43%
Industria	31,10%	31,30%	33,00%	68,90%	68,70%	67,00%

Fuente: MOP.

Existe una amplia participación de los bancos locales en el financiamiento de concesiones de infraestructura. Según se reporta en el Anexo 2, los principales actores locales en términos de servicios a personas –Banco de Chile, Banco Santander, Banco del Estado, Corpbanca, ITAU y BBVA, más banca especializada en empresas – Security, Consorcio y Citibank, son acreedores de sociedades concesionarias en Chile.

Tabla 3 Razón Deuda-Capital de Concesiones en Operación

Concesión	Año Adjudicación	Año Puesta en Marcha	Fecha Información Financiera	% Capital	% Pasivo
Acceso Norte a Concepción	1995	1998	dic-08	48%	52%
Ruta 5 Talca- Chillán	1996	2000	dic-01	29%	71%
Ruta 5 Santiago - Los vilos	1996	2002	dic-08	37%	63%
Ruta 5 Los Vilos - La Serena	1997	2002	dic-12	27%	73%
Ruta 5 Chillán Collipulli	1997	2003	dic-03	16%	84%
Ruta 5 Temuco- Rio Bueno	1997	2003	dic-09	11%	89%
Ruta 5 Rio Bueno- Puerto Montt	1997	2002	dic-08	19%	81%
Ruta 5 Collipulli Temuco	1998	2003	dic-03	28%	72%
Intercon. Santiago-Valparaíso-Viña del Mar	1998	2004	dic-10	24%	76%
Ruta 5 Santiago - Talca y acceso sur a Santiago	1998	2010	dic-08	14%	86%
Costanera Norte	2000	2008	dic-04	16%	84%
Autopista Central	2000	2007	dic-04	14%	86%
Américo Vespucio Tramo Sur	2001	2006	dic-03	22%	78%
Américo Vespucio Tramo Nor-Poniente.	2002	2006	dic-06	13%	87%
Acceso Nor Oriente a Santiago	2003	2009	dic-10	15%	85%
Segunda Concesión acceso vial Aeropuerto Arturo Merino Benítez	2008	2008*	dic-08	37%	63%

Ruta 5 Vallenar- Caldera	2009*	2012	dic-10	38%	62%
Aeropuerto Carlos Ibáñez del Campo en Punta Arenas	2009	2012	dic-11	23%	77%
Nuevo Aeropuerto Región de la Araucanía	2010	2015	dic-13	29%	71%
Ruta 5 Puerto Montt- Pargua	2010	2014	dic-14	20%	80%
Autopistas de la región de Antofagasta	2010	2014	dic-12	18%	82%
Alternativas de Acceso Iquique	2011*	2014*	dic-15	21%	79%
Autopista Concepción - Cabrero	2011*	2016	dic-15	20%	80%
Ruta 5 La Serena- Vallenar	2012*	2015	dic-14	23%	77%
Segunda Concesión Aeródromo La Florida de La Serena	2012	2016	dic-13	71%	29%
Segunda Concesión Aeropuerto Arturo Merino Benítez	2015*	2015	dic-15	83%	17%

Fuente: MOP.

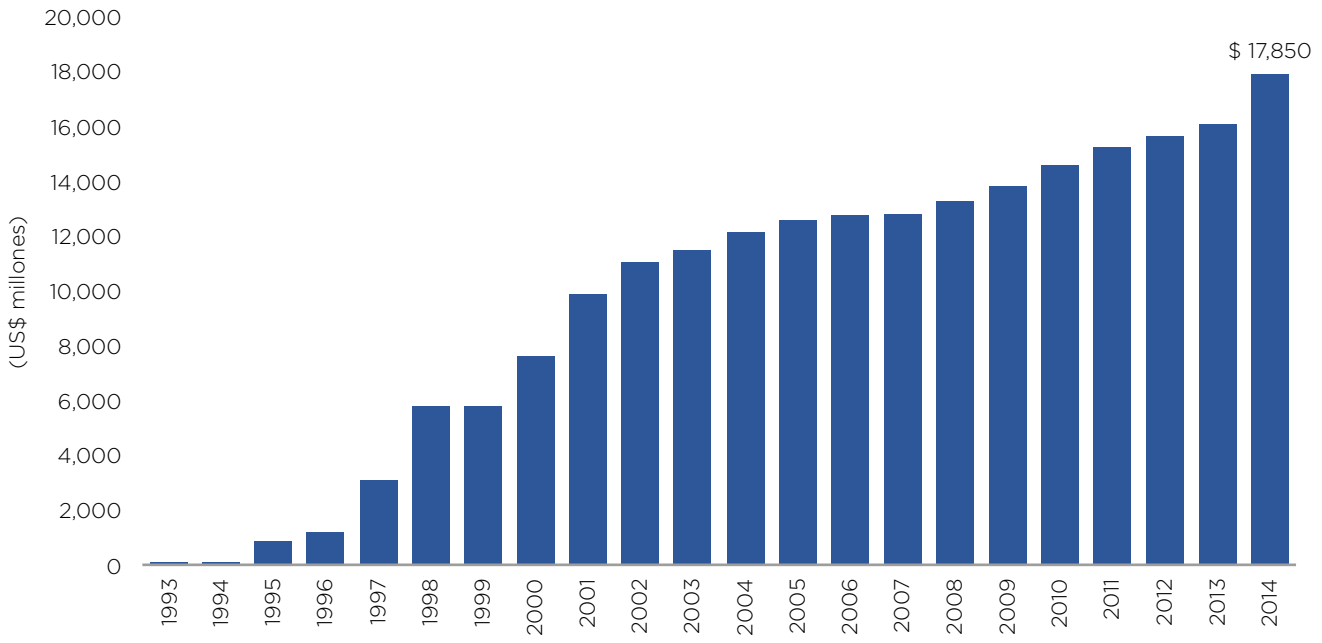
Nota: La información presentada en esta tabla resume la información financiera de las distintas concesionarias. La fecha del estado financiero utilizado corresponde a la del EEFF disponible más cercano a la fecha de puesta en marcha. (*) Puesta en marcha transitoria.

4.2 Compañías de Seguros

Actualmente las aseguradoras participan en el mercado de concesiones como inversores y también mediante el aseguramiento de empresas concesionarias. Para objetivos de este trabajo detallaremos la inversión directa de las compañías aseguradoras en infraestructura. Estas compañías representan el 4,2% del PIB de 2016. Las inversiones del mercado asegurador en 2014 fueron de US$ 48.219 millones, equivalentes al 25% del PIB. Su patrimonio le permite ser el segundo inversor institucional en Chile.[11]

Las inversiones de la industria aseguradora en concesiones han sido crecientes, especialmente desde la implementación de la reforma al mercado de capitales de 1996, que flexibilizó las normas para la inversión de aseguradoras y Administradoras de Fondos de Pensión. En la figura 3 se puede observar la tendencia positiva de este tipo de inversiones.

Figura 3 **Inversiones de la Industria Aseguradora Adjudicadas vía concesiones**

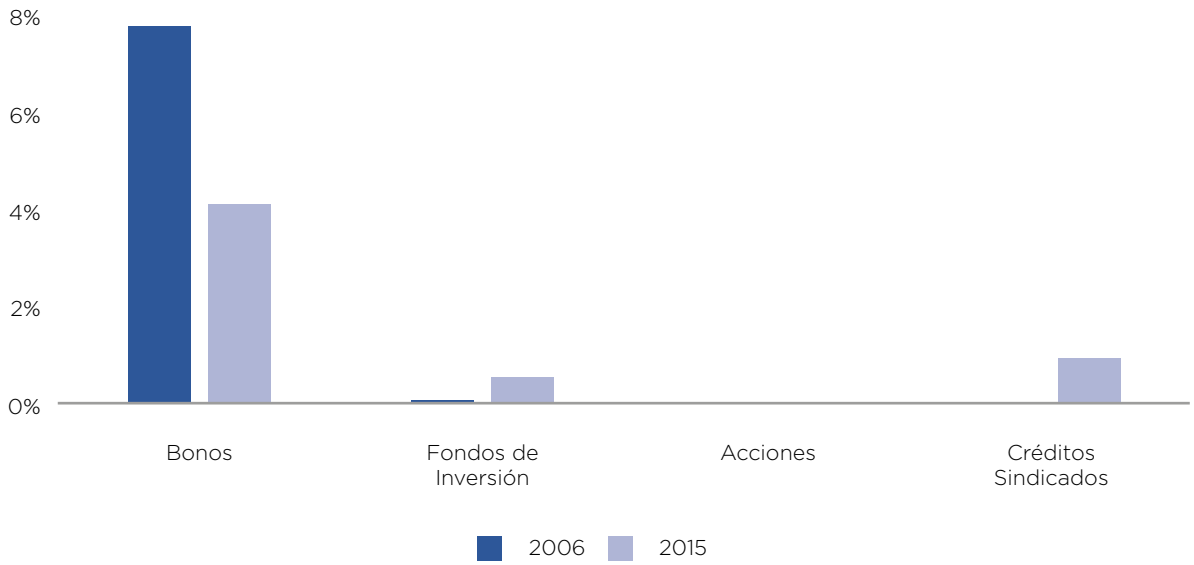


Fuente: Asociación de Aseguradoras de Chile.

Las compañías aseguradoras invierten en infraestructura a través de bonos de infraestructura, cuotas de fondos de inversión y créditos sindicados. El 9% del total de las inversiones de las aseguradoras el año 2015, correspondiente a US$ 4.445 millones, corresponde a inversiones en infraestructura. El 95% de la inversión en infraestructura se encuentra invertida a través de bonos de infraestructura y el restante 5% se divide en partes similares entre créditos sindicados y cuotas de inversión.

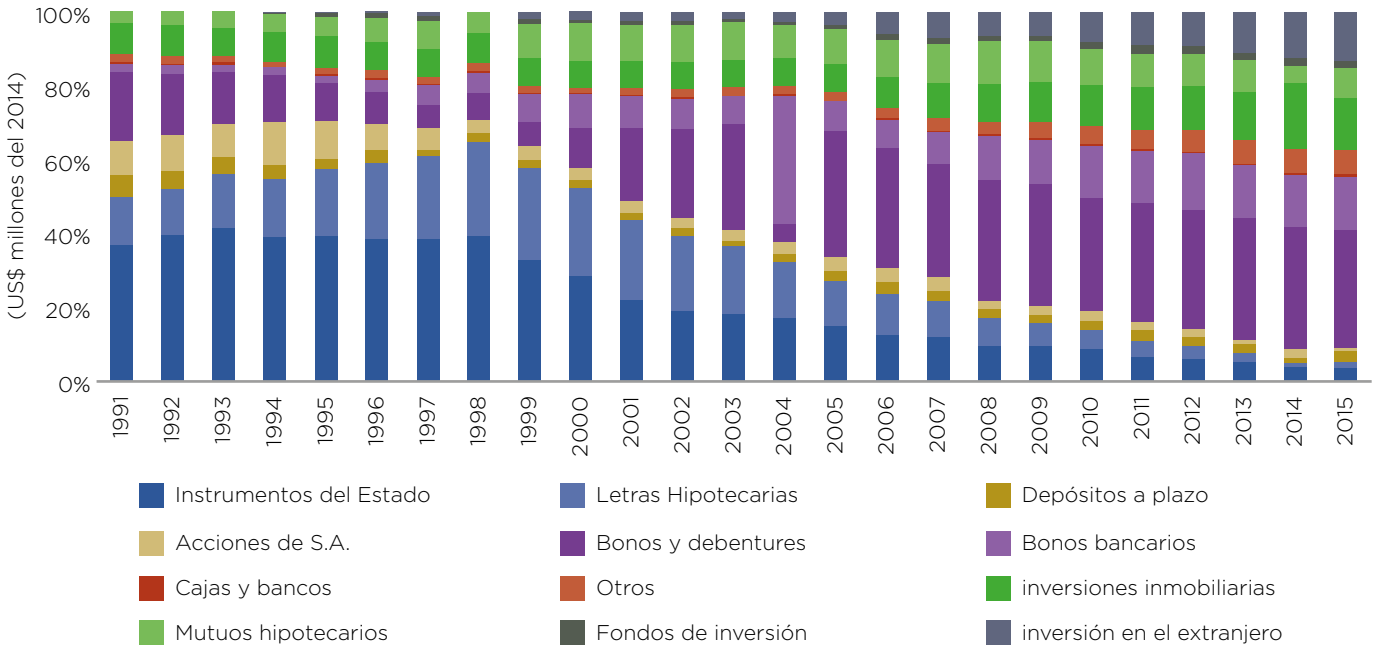
Con el objetivo de diversificar las inversiones y minimizar el riesgo, el portafolio de inversiones de las compañías de seguros está distribuido en instrumentos financieros de distinta naturaleza. Como puede observarse en la figura a continuación, las compañías aseguradoras han cambiado la inversión en bonos por otros vehículos de inversión como fondos de inversión, créditos sindicados y acciones. La figura 5 muestra la evolución de diversificación del portafolio de inversiones de las compañías de seguros generales.[12]

Figura 4 **Evolución de la cartera de Inversión de las Aseguradoras (%)**



Fuente: Asociación de Aseguradoras de Chile.

Figura 5 **Diversificación del Portafolio de las Compañías de Seguros Generales**



Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Las compañías aseguradoras asumen compromisos de largo plazo, y para protegerse del riesgo de longevidad requieren desarrollar la capacidad de administrar fondos con foco en estructurar portfolios de inversión de larga duración, por lo que la inversión en concesiones de infraestructura se presenta como una alternativa conveniente.

Sin embargo, hay ciertas restricciones que limitan la exposición que las aseguradoras pueden tener en este tipo de inversiones, explicitadas en la Ley de Seguros.[13] Por un lado, se establece el límite máximo de endeu-damiento en relación al patrimonio. Asimismo, se establece que el total de las deudas contraídas con terceros que no generen reservas técnicas no pueden exceder al patrimonio. Si bien no existe prohibición de invertir en determinados instrumentos o activos, sí se establecen requisitos para que estos puedan ser utilizados para respaldar reservas técnicas. Por consiguiente, si se exceden los límites establecidos por ley para invertir en un determinado instrumento o conjunto de activos, el exceso no será considerado como respaldo de reservas téc-nicas o patrimonio de riesgo, lo que a fin de cuentas hace que un activo sea más o menos atractivo. En general, las aseguradoras no pueden invertir más de un 40% en renta variable, más de 20% en el exterior, mientras que en renta fija no existen límites globales.

La principal restricción que afecta la inversión en concesiones de infraestructura es que la Ley de Seguros establece que las inversiones que son representativas de reservas y de patrimonio de riesgo no pueden ser de objeto de ningún otro acto o contrato que impida su libre cesión o transferencia. Sin embargo, en las concesiones sucede justamente lo contrario, ya que la concesionaria pone en prenda el contrato o entrega en prenda los flujos e ingresos futuros que tenga la concesión. Esto genera que la inversión en infraestructura no pueda ser utilizada para respaldar reservas técnicas.[14]

En las tablas a continuación se observa el detalle de la inversión de diferentes aseguradoras en instrumentos de renta fija y renta variable asociados a infraestructura. Para las aseguradoras de vida, el promedio de las inversiones de infraestructura dentro del total de inversiones es de un 4%. Este porcentaje es de un 3% para el caso de la inversión de seguros generales.

Tabla 4 **Inversión en Infraestructura de Seguros de Vida, 2015 (US$ millones)**

Compañía / Instrumento	Renta Fija		Renta Variable	Total Inversiones	% Total	Total
	Bonos	Créditos Sindicados	Fondos Inversión	Infraestructura	Inversiones	Inversiones
BBVA	1	-	-	1	0%	221
BICE	229	13	19	261	7%	3.931
BTG PACTUAL				-	0%	88
CHILENA CONSOLIDADA	101	-	-	101	4%	2.410
CN LIFE	46	11	8	65	7%	940
CONFUTURO	33	10	22	66	2%	4.107
CONSORCIO NACIONAL	230	55	23	307	5%	6.563
CORPSEGUROS	97	9	-	105	3%	3.107
EUROAMERICA	83	-	2	84	5%	1.604
MAPFRE	0	-	-	0	1%	48
METLIFE	233	29	-	261	4%	6.268
OHIO	29	-	-	29	3%	959
PENTA	159	-	48	207	7%	2.981
PRINCIPAL	134	-	-	134	3%	3.983
RENTA NACIONAL	5	-	-	5	1%	961
SECURITY PREVISION	211	-	7	219	7%	3.025
SURA	16	-	-	16	1%	1.902
ZURICH SANTANDER	4	-	-	4	2%	260
Total	**1.609**	**127**	**128**	**1.865**	**4%**	**43.356**

Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).
Nota: Cifras al 31 de diciembre.

Tabla 5 **Inversión en Infraestructura de Seguros Generales, 2015 (US$ millones)**

	Renta Fija		Renta Variable	Total Inversiones	% Total	Total
Compañía / Instrumento	Bonos	Créditos Sindicados	Fondos Inversión	Infraestructura	Inversiones	Inversiones
ACE	0,2	-	-	0,2	1%	36
AIG	0,4	-	-	0,4	1%	70
CHILENA CONSOLIDADA	3,2	-	-	3,2	5%	67
CONSORCIO NACIONAL	2,1	-	-	2,1	5%	44
ZURICH SANTANDER	2,8	-	-	2,8	4%	67
Total	8,8	-	-	8,8	3%	283

Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Nota: Cifras al 31 de diciembre.

4.3 Administradoras de Fondos de Pensión (AFP)

Los fondos de pensiones en Chile tienen un total acumulado de US$ 150 mil millones, equivalentes al 70% del PIB del país. La inversión en infraestructura pública concesionada es atractiva para las AFP por su capacidad para generar adecuadas rentabilidades con un riesgo acotado y porque calza con el horizonte de inversión de largo plazo propio de los fondos de pensiones. Sin embargo, éstas están restringidas a invertir en los instrumentos señalados en el artículo 45 del D.L 3500. Siguiendo a Vives (2000), las regulaciones a las inversiones de los fondos de pensiones que obstaculizan la participación en el financiamiento de proyectos nuevos son:

- *Calificación:* Se requiere que los valores estén calificados por una agencia calificadora independiente, para evaluar el riesgo correctamente.
- *Liquidez:* En general se prohíbe o limita la tenencia de valores que no sean negociables o carezcan de un grado considerable de liquidez.
- *Normas de valorización:* La mayoría de las regulaciones exigen cotizaciones de la cartera a valor de mercado. Ello dificulta la inversión en infraestructura, ya que los instrumentos utilizados para financiar estos activos suelen ser negociados con baja frecuencia.

Además, la regulación actual de las inversiones de los fondos de pensiones impide que éstos sean invertidos en empresas sin historia, es decir, empresas que no tengan tres años de balances auditados y los dos últimos con utilidades operacionales. Debido a que la sociedad concesionaria se crea únicamente como un vehículo de propósito especial para el proyecto concesionado una vez adjudicado, ésta no califica como instrumento de inversión para los fondos de pensiones.

Los fondos de pensiones están autorizados para efectuar inversiones en infraestructura en forma directa o indirecta. En el caso de la inversión directa, pueden uWsar como instrumentos de inversión acciones de empresas con historia, bonos y efectos de comercio de empresas. En el caso de inversión indirecta pueden recurrir a instrumentos como fondos de inversión, préstamos intermediados por la banca y letras hipotecarias. Hasta julio 2016, la inversión directa de los fondos de pensiones en infraestructura productiva representó un 0,63% de la cartera total, y está constituida únicamente de renta fija, pues la renta variable estuvo prohibida por ley hasta octubre de 2016. El resto de las inversiones de las AFP en bonos nacionales puede ser visto en la tabla a continuación.

Tabla 6 **Inversión de AFP en Bonos Nacionales, 2016**

2016	Total (MM US$)	% sobre el Total del Fondo de Pensiones	Variación 2016 2015
Bonos Sector Económico Eléctrico	1.950	1,19	-0,09
Bonos Sector Económico Telecomunicaciones	320	0,20	-0,03
Bonos Empresas Sanitarias	803	0,51	-0,02
Bonos Empresas de Transporte	1.350	0,82	-0,08
Bonos Empresas de Gas	79	0,04	-0,01
Bonos Concesiones Productivas	1.045	0,63	-0,01
Bonos Concesiones No productivas	12	0,01	0
Bonos Sector Económico Industrial	952	0,58	-0,04
Bonos Sector Económico Recursos Naturales	1.962	1,20	0,1

Fuente: Superintendencia de Pensiones.
Nota: Cifras a julio.

La inversión indirecta en proyectos de infraestructura es realizada a través de fondos de inversión locales y a junio de 2016 representa un 0,09% de las inversiones totales de las AFP. Juntas, la inversión total en infraestructura de las AFP representa menos del 2% de la cartera de inversiones de las AFP. De acuerdo a Serebrisky et al (2015), el promedio de inversión de los fondos de pensión en infraestructura en Latinoamérica es de 1.11%.

El cuadro a continuación muestra algunas emisiones de bonos de infraestructura y sus tenedores. A diciembre de 2014 alcanzaban un saldo de capital vigente de USD 4,094 millones. Cabe recordar que todas estas emisiones de bonos ocurrieron de modo previo a la crisis Subprime de 2008. De la tabla se desprende que un 56% de la inversión en bonos de autopistas concesionadas es realizado por las aseguradoras de vida.

Tabla 7 **Emisión y Tenencia de Bonos de Infraestructura, 2011**

Empresa Concesionaria	AFPs	Seguros	Resto	Total
Soc. Concesionaria Vespucio Norte Express S.A.	240	351	12	603
Soc. Concesionaria Autopista Central S.A.	264	241	0	505
Autopista del Maipo Soc. Concesionaria S.A.	133	224	86	442
Soc. Concesionaria Rutas del Pacíficos S.A.	127	254	0	381
Soc. Concesionaria Costanera Norte S.A.	134	239	0	373
Ruta del Bosque Soc. Concesionaria S.A.	141	172	23	336
Ruta de la Araucania Soc. Concesionaria S.A.	126	134	0	260
Talca Chillan Soc. Concesionaria S.A.	122	80	25	227
Soc. Concesionaria Autopista del Sol S.A.	122	86	0	208
Soc. Concesionaria Autopista Vespucio Sur S.A.	67	118	10	196
Soc. Concesionaria Autopista Los Libertadores S.A.	43	123	4	170
SCL Terminal Aéreo de Santiago S.A Soc. Concesionaria	87	15	10	112
Soc. Concesionaria Autopista Interportuaria S.A.	7	14	2	23
Soc. Concesionaria Melipilla S.A.	0	21	1	22
Total	**1615**	**2070**	**172**	**3857**

Fuente: Gutierrez de Gregori (2011).

Nota: Bonos 100% en moneda local y los plazos varían entre 20 y 30 años. Cifras a junio.

Autopistas Antofagasta: Un caso de Refinanciamiento Novedoso

El refinanciamiento de Autopistas Antofagasta realizado por el Banco Santander (2016) es un ejemplo de combinación de acreedores de distinta naturaleza. Autopistas Antofagasta es una concesión de un plazo de 20 años, la cual comenzó su operación el año 2012. Inicialmente estaba financiada exclusivamente con deuda bancaria con vencimiento al año 2026, donde participaban los bancos locales: Santander, Corpbanca, BBVA y BCI. Una vez que la autopista demostró un buen desempeño y se despejó la incertidumbre de la demanda, se creó un mecanismo de refinanciamiento que logró un apalancamiento superior al 90%, basado en los flujos futuros de la concesión. Se incrementó el monto de la deuda desde 5,4 millones UF a 7,0 millones UF.

La nueva deuda se estructuró con un tramo de corto plazo, donde los bancos son los acreedores y un tramo de largo plazo en que participaron compañías aseguradoras. Se creó un producto que complementa las restricciones que impone la regulación prudencial para créditos de largo plazo de los bancos, más la orientación al largo plazo de las aseguradoras. Refinanciamientos de este tipo debiesen ser más frecuentes ante la llegada de la normativa de Basilea III que disminuirá los incentivos de los bancos para invertir a largo plazo. Este es un ejemplo de refinanciamiento exitoso que ocurre en una etapa en que la concesión comienza a operar y se conoce la demanda real del proyecto. Sin embargo, de igual forma afecta positivamente el financiamiento en la etapa inicial del proyecto pues las empresas anticipan el mejoramiento de las condiciones crediticias para el escenario en que la demanda por el proyecto es satisfactoria.

4.4 Principales Desafíos

En esta sección analiza los desafíos y limitaciones que enfrentan los actores institucionales en su rol como proveedores de fondos para proyectos de infraestructura. En la tabla 11 se resumen las preferencias de las aseguradoras y de las AFPs para la inversión en bonos de acuerdo a sus perfiles como inversionista.

Tabla 8 **Características Deseables de los Bonos**

	Compañías Aseguradoras	Administradoras de Fondos de Pensiones
Plazos	Preferencia por bonos de plazos largos.	No existe premio por emisiones de largo plazo
Clasificación de Riesgo deseable por el mercado.	Grado de inversión o estructuras que minimicen el nivel de riesgo del instrumento llevándolo a niveles de grado superior	Por regulación grado de Inversión en niveles A, AA o AAA.
Evaluación y clasificación de riesgo	Consideran que el sistema de clasificación de riesgo local no tiene experiencia suficiente en financiamiento de proyectos. Estiman importante el apoyo técnico de clasificadoras internacionales.	
Tasa cupón	Por normativas de calce se necesita tasa fija y clasificación superior a BBB en los tramos superiores.	Se evalúa la TIR, no existiendo preferencias respecto de la tasa cupón.
Moneda	Por normativas de calce se necesitan pagos expresados en UF.	Existe preferencia respecto de emisiones en UF.
Características de prepago	Los bonos utilizados para calce largo no deben contemplar prepagos	No existen preferencias
Estructura preferente – subordinada	No existen restricciones si la clasificación de riesgo es adecuada. En general existe poco interés.	Existe interés si el mayor retorno compensa el incremento del riesgo.
Opción de canje (bonos convertibles)	Pueden servir para financiar empresas pequeñas y especulativas o solucionar problemas de agencia. Últimamente, las AFPs han mostrado interés en estos instrumentos para aquellas empresas en que existen problemas de límites para inversión en acciones.	

Fuente: Hinojosa (2015), Feller Rate.

En octubre del 2016 se publicó la ley de productividad que introduce medidas para facilitar la inversión directa de compañías de seguros y de AFP en proyectos de infraestructura.[15] En concreto, el cambio legislativo permite ampliar las posibilidades de inversiones de ambos tipos de instituciones y posibilita la inversión directa en el capital accionario de las concesiones de infraestructura.

Actualmente las principales concesiones de carreteras urbanas de Santiago tienen a administradores de fondos de pensiones extranjeros en la propiedad accionaria. En el 2012, el fondo de pensiones canadiense Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB) adquirió el 49,9% del capital accionario de la concesión Costanera Norte. Por su parte, Alberta Investment Management Corporation (AIMC) también de Canadá, posee el 50% de la propiedad accionaria de Autopista Central.

Si bien, con el cambio de ley se abre la posibilidad que las AFPs participen como accionistas directos en las sociedades concesionarias, es probable que - debido al riesgo de construcción- este ingreso de produzca en la etapa de operación de los proyectos, tal como sucedió con los ingresos de los fondos canadienses. Por otro lado, el ejercer como accionistas de concesiones impone requerimientos mayores que la función de inversionista indirecto a través de fondos de inversión. Por ejemplo, se debe ingresar al gobierno corporativo de las sociedades concesionarias y contar con mayor capacidad instalada de evaluar el desempeño de proyectos de infraestructura. Es una materia a analizar si la escala de la industria de concesiones en Chile es la suficiente para que las AFPs a inviertan individualmente en sistemas de gobierno y monitoreo comercial.

5. Fondo de Infraestructura

En mayo del 2016 el Gobierno envió al Parlamento, el proyecto de ley que crea el Fondo de Infraestructura (FI). El objetivo del fondo es generar recursos para invertir en proyectos de infraestructura que son socialmente rentables, pero por restricciones de recursos públicos no pueden ser ejecutados actualmente.[16]

El concepto económico detrás del FI es traer a valor presente los ingresos netos futuros provenientes de los cobros a usuarios de las actuales concesiones de infraestructura. De acuerdo a lo expresado por el gobierno de Chile, el FI se convertirá en un instrumento adicional de política pública, que permitirá cubrir los déficits actuales de infraestructura que presenta el país.

Para lograr su objetivo, el fondo se constituye como una empresa autónoma, con capital propio y gobierno corporativo separado de la administración del Estado. Su función es la de construir, ampliar, reparar, conservar, explotar o desarrollar a través de terceros, proyectos de infraestructura. Para el cumplimiento de su misión, el FI debe orientarse a la obtención de utilidades y a mantener la solvencia de la empresa.

5.1 Ingeniería Financiera del Fondo de Infraestructura

Para entender la generación de valor del fondo, consideremos una actual concesión de autopista, la cual demandó una cierta inversión inicial I, circula un flujo anual Q_i de vehículos y el concesionario tiene derecho a cobrar una tarifa t por usuario, durante el período de la concesión, ignoraremos por el instante los gastos operación y mantención de las obras. Una vez finalizado el actual contrato de concesión, el Estado volverá a licitar la autopista; sin embargo, a diferencia de la primera concesión –cuando la obra no existía- no será necesario construir nuevamente la carretera.

Si la nueva concesión mantiene el mismo peaje que la primera, entonces existe un valor económico asociado a re-licitar la concesión, equivalente a:

$$V = \sum_{i=1}^{n} \frac{tQ_i}{(1+r)^i}$$

Donde r es la tasa de descuento relevante y n es el largo del contrato de la nueva concesión.

Normalmente, el valor *V* se materializaría al momento de realizar la licitación. En nuestro caso simplificado, por ejemplo, si se adjudica la obra en base a quién pague más al Estado por obtener la concesión. Puede ser un pago fijo al momento de traspasar la concesión o bien una serie de pagos anuales durante el período del contrato con el nuevo concesionario.

Si a la concesión le restan *k* años por expirar el valor de la re-licitación del proyecto traído al presente equivale a:

$$V_0 = \frac{V}{(1+r)^k}$$

En términos financieros, el Estado puede obtener actualmente el valor V_o emitiendo un bono, que pague a k años un monto fijo *V*. Alternativamente el bono puede empezar a pagar una anualidad fija $\hat{v}$ desde el primer año de operación de la nueva concesión, hasta el fin del contrato. En ambos casos el valor capturado debiera ser equivalente.

Nótese que el valor *V*, que constituiría el capital del FI, proviene de la diferencia entre el período de concesión y la vida útil de los activos empleados en la concesión. En Chile existe la práctica de cobrar por infraestructura existente cuando se licitan contratos de concesiones de obras públicas. El mandante le asigna un valor a los activos pre-existentes que serán utilizados en la concesión, cuyo pago deberá desembolsar a favor del Estado quien se adjudique el contrato. Para la valoración de los activos se puede utilizar el valor libro, el cual está asociado a los costos de reconstituir las obras, o bien emplear el valor económico. Este último equivale al valor presente de los beneficios netos que se obtienen de explotar la concesión, lo que es exactamente al valor V obtenido en la ecuación anterior.

El cobro por aporte de infraestructura se ha aplicado en las concesiones de jurisdicción del Ministerio de Obras Públicas, así como en las concesiones de terminales portuarios ejecutadas bajo la ley de Empresas Públicas Portuarias.

5.2 Economía Regulatoria del Fondo de Infraestructura

Si el valor del FI proviene de la diferencia entre la vida útil de la infraestructura y la duración de la concesión, dado un determinado peaje, surge la duda de por qué no hacer coincidir ambos períodos. Ello implicaría que el peaje de autofinanciamiento de la obra se reduciría respecto a su nivel actual. Al momento de re-licitar la concesión, la lógica de autofinanciamiento llevaría a que los peajes fueran iguales al costo variable por operar la obra, lo que corresponde a los gastos de operación y mantención de las vías.

En ambos casos, se traspasa al usuario todo el excedente de la obra y el propietario del proyecto, es decir el Estado, no captura valor alguno. El valor del Fondo de Infraestructura, por el contrario, retiene parte del valor, al cobrar un peaje por sobre el costo medio de largo plazo de la obra de infraestructura. Este mayor cobro equivale a un impuesto a los usuarios de las obras, para financiar proyectos que requieren subsidios. En la práctica regulatoria, el mecanismo de recaudar fondos mediante las tarifas reguladas de servicios públicos se conoce como *Taxation by Regulation*.[17] En general, esta solución se considera de segundo mejor respecto a la generación de recursos provenientes de los fondos generales de la nación, pues en esta última el impuesto se distribuye sobre todo el conjunto de bienes y no solamente sobre aquellos de una determinada industria.

Los peajes por uso de vías de alta velocidad no solo cumplen con la finalidad de financiar la infraestructura. El tráfico genera congestión, lo que implica que un usuario más en la vía incrementa el costo de viaje de todos los usuarios de la misma. El peaje entonces puede cumplir un rol de impuesto que corrige la externalidad creada por el tráfico, idealmente igualando el costo privado percibido por un automovilista con el costo social por usar la vía.

En Chile existe la costumbre de aplicar peajes por saturación en las autopistas urbanas. Los seis contratos de concesión de autopistas urbanas contienen un peaje de congestión denominado tarifa de saturación, el cual se activa dependiendo del nivel de tráfico. Su valor es de un 50% superior a la tarifa de base punta y dos veces mayor que la tarifa fuera de punta.

El peaje de autofinanciamiento de una carretera, no necesariamente coincide con el peaje óptimo de congestión. En vías urbanas de alto tráfico es muy probable que el segundo supere con creces al primero, por lo que cobrar por sobre el costo medio sería eficiente socialmente. La doble función del peaje –financiar y corregir externalidades - se conoce como *Doble Dividendo*, pues junto con asignar de modo eficiente el uso de un bien congestionable, se recaudan fondos sin producir distorsiones, como es el caso de la mayoría de los impuestos al consumo de bienes o a la renta.

La recaudación eficiente proveniente de los peajes por congestión, serían capturadas por el FI y de acuerdo a su mandato fijado en la ley, serían empleados en ejecutar proyectos de infraestructura.

Lo que no es evidente, es que el mejor uso de los recursos obtenidos mediante los peajes de congestión sea emplearlos en el mismo sector de infraestructura. Si estos fondos forman parte del presupuesto público, podrían ser asignados a otros sectores que demandan también recursos fiscales. La opción política detrás de la creación del FI es mantener los recursos dentro del sector, dados los déficits declarados de infraestructura en el país; no obstante, la ley permitiría que el Estado retire utilidades del fondo.

5.3 Contabilidad Fiscal

El FI permite, mediante el mecanismo de deuda, trasladar ingresos futuros al presente de modo tal de adelantar la disponibilidad de recursos fiscales para invertir en proyectos de infraestructura. En términos de las finanzas fiscales, este adelanto de fondos no se contabiliza como deuda pública pues el FI opera bajo la institucionalidad de empresa separada de la administración del Estado, a pesar de que el fisco sea su propietario exclusivo.

En Chile, la regla fiscal de balance estructural considera como gastos del Estado aquellos realizados por el Gobierno Central, lo que incluye ministerios, otros poderes del Estado y servicios públicos descentralizados. Quedan fuera de la regla, las empresas públicas, municipalidades y universidades estatales.[18] De este modo, tanto los gastos ejecutados a través del FI mediante fondos provenientes de sus operaciones o capital propio, así como las obligaciones contraídas con acreedores no forman parte del presupuesto público. Sin embargo, las transferencias aportadas por el fisco al FI en forma de subsidios a proyectos de infraestructura, sí serían contabilizadas como gasto fiscal.

La exclusión presupuestaria, le otorga al FI mayores grados de libertad para ejecutar sus proyectos, pues sus inversiones no competirían con otros sectores dentro del límite del presupuesto anual. Igual ventaja ocurre para el endeudamiento de la empresa, la cual no es incluida dentro de la deuda pública.

En principio, se espera que los límites al endeudamiento del FI sean los propios que le imponga el mercado, dado el patrimonio de la empresa y su capacidad de generar ingresos. Sin embargo, por tratarse de una empresa de propiedad del Estado, existe una garantía implícita del fisco respecto de las obligaciones que contraiga el FI con terceros. No obstante, la propuesta de ley contemple un artículo donde se señala expresamente que el FI no podrá obtener garantías del Estado.[19]

El problema de falta de compromiso creíble del Estado, de no intervenir la empresa en caso de dificultad financiera, puede inducir al FI a tomar más deuda de lo razonable. Una posible solución ante tal riesgo de sobre-endeudamiento es poner límites exógenos en la ley respecto a la deuda que el FI puede contraer.

5.4 Explotación del Negocio

En términos amplios, el FI tiene por objetivo el desarrollo y explotación –empleando el mecanismo de concesiones- de proyectos de infraestructura. Sus decisiones en materia de inversiones y gastos deben resguardar la solvencia de la empresa y además existe un mandato expreso para que el FI como empresa genere utilidades en el tiempo.[20]

Existen dos materias relevantes que analizaremos: (i) Cómo el FI puede generar utilidades y (ii) Cómo compatibilizar la orientación a la obtención de utilidades privadas del FI con los objetivos de bienestar social que debe orientar la inversión en infraestructura.

(i) Generación de Utilidades

El solo traspaso de concesiones actuales que poseen un valor residual no se contabiliza como utilidad, sino que constituye el stock inicial de capital de la empresa. La forma de generar utilidades es a través del desarrollo de nuevas concesiones, que poseen un valor residual. Al igual que sucede con las primeras concesiones, existen nuevos proyectos capaces de dejar valor una vez terminados los primeros contratos.

Una concesión genera utilidad al FI, si el valor presente del proyecto -considerando toda la vida útil de la infraestructura- es positivo. Si el proyecto comienza su operación el año siguiente, y los activos tienen vida útil infinita, dicho valor V equivale a:

$$V = \sum_{i=1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - I$$

El valor del proyecto V se puede descomponer en dos términos, el valor para el concesionario V_C y el valor residual para el Fondo:V_F, los que equivalen a las siguientes expresiones:

$$V_C = \sum_{i=1}^{N} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - I + S$$

$$V_F = \sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - S$$

Donde N corresponde al plazo de la concesión, y es un eventual subsidio que recibe el concesionario por construir y operar la obra. Nótese que puede ocurrir que S<0, en tal caso el concesionario es quien paga al FI por adjudicarse la concesión. Nos referiremos más adelante a los subsidios que otorga el FI.

Se cumple entonces que:

$$V = V_C + V_F$$

El proceso competitivo de la licitación de la con-cesión debiera llevar a: V_C=0, por lo que el valor del proyecto, capturado por el fondo, equivaldría a:

$$V = V_F \Leftrightarrow V = \sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - S$$

La condición para que el proyecto genere valor (utilidades) equivale a $VF \geq 0$, o bien:

$$\sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - S \geq 0$$

Es decir, para que un proyecto aporte valor al FI se debe cumplir que el valor presente de sus flujos posteriores al término de la concesión sea superior al subsidio que requiere el proyecto para ejecutarse.

Si la condición anterior se cumple y el proyecto requiere subsidio, éste último puede provenir de la deuda que genere el FI, o bien de los excedentes con que cuente el fondo proveniente de otras concesiones. Como empresa, el FI dispone de mayor flexibilidad que un ministerio para traspasar recursos entre concesiones con excedentes a aquellas que sean deficitarias. Nótese que el concepto deficitario o excedentario de un proyecto se refiere a si se cumple que $S \geq 0$ ó $S \leq 0$. Sin embargo, en ambos casos se debe satisfacer la condición de $V_F \geq 0$ para que el proyecto aporte valor al FI.

(ii) Conflictos entre objetivos del Fondo de Infraestructura y el Interés Público

La finalidad de generación de valor por parte del FI no siempre será congruente con los objetivos de bienestar social. Existen proyectos que son socialmente rentables, pero que privadamente-para el fondo - no los son. Usando nuestro modelo anterior, la sociedad se vería beneficiada si un proyecto en particular se ejecuta, a pesar de que no se satisfaga la condición: $V \geq 0$

La divergencia entre ambas evaluaciones –privada vs social- tiene diversas causas. Las tasas de descuento sociales usualmente son menores a las privadas en proyectos de infraestructura.[21] La contabilización de beneficios también difiere entre ambas metodologías. En las carreteras los beneficios sociales provienen principalmente de los ahorros de tiempo de los pasajeros, mientras que el beneficio privado es igual a la recaudación por peajes. Ambos valores no necesariamente coinciden, debido entre otras razones a la imposibilidad del sistema de cobros de capturar todo el excedente generado por un proyecto.

El mecanismo para ejecutar proyectos socialmente rentables a través del fondo, pero respetando la naturaleza de esta institución en cuanto a generar utilidades, es transferir recursos del fisco hacia el FI. La ley así lo menciona explícitamente, permitiendo que recursos del presupuesto público sean transferidos al fondo para inversiones que requieran de subsidios. Se establece un procedimiento que debe seguir el directorio del fondo para aprobar dentro de su plan de inversiones proyectos que requieran aportes fiscales y además se exige contar con la aprobación del Ministerio de Hacienda.[22]

Si un proyecto, tiene rentabilidad social positiva, pero no aporta valor al fondo, es decir:

$$\sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - S < 0$$

Para que el FI no sufra pérdida patrimonial, el Estado debe transferir un monto T^* al fondo de modo tal que:

$$\sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i} - S + T^* = 0$$

$$T^* = S - \sum_{i=N+1}^{+\infty} \frac{tQ_i}{(1+r)^i}$$

El artículo 26 de la ley señala que el monto máximo a transferir por un proyecto no puede ser mayor al monto necesario para que el FI registre variaciones patrimoniales por efecto de la ejecución del proyecto beneficiado. Es decir, la transferencia fiscal T debe por ley cumplir con: $0 \leq T \leq T^*$. Al ser un máximo, la ley no garantiza que la transferencia fiscal impida la pérdida patrimonial de la empresa.

Peajes

Los cobros a usuarios o peajes en el caso de las autopistas tienen una relación directa con la valoración del fondo. Tanto el capital inicial del FI, como sus utilidades, dependen de la capacidad de la empresa de mantener el cobro de peajes en el tiempo.

Si el fondo tiene como misión generar utilidades y éstas dependen directamente del valor de los peajes, existe la evidente tentación por parte del FI de incrementar utilidades por la vía de subir los peajes. Muchos proyectos de infraestructura, notablemente las carreteras, son autofinanciables privadamente y además son servicios que tienen alto poder de mercado, debido a la ausencia de sustitutos equivalentes. Por consiguiente, el FI podría lograr mayores ingresos por la vía de alzar los cobros a los usuarios. Es necesario que exista un contrapeso externo que supervise la política de cobros a usuarios que aplica el fondo. No queda claro en la versión actual de la ley sobre quien recae esta responsabilidad.

El riesgo opuesto con los peajes es que existan presiones a la baja o su eliminación completa. Al término de una concesión, si no se requieren inversiones adicionales, el costo que debe incurrir el nuevo concesionario será solamente el de la operación y mantenimiento de la infraestructura. Bajo una lógica de autofinanciamiento, el peaje debiera ser igual al costo variable, que es justamente el de operación y mantenimiento.

Ampliación de la Infraestructura

Un conflicto entre los intereses públicos y privados del FI puede también ocurrir en la decisión sobre ampliación de la capacidad de las actuales concesiones. Aliviar la congestión y mejorar los estándares de servicio de una autopista, involucra inversiones que pueden superar los incrementos en recaudación por peajes en la vía. Si se desea que el fondo no pierda valor, una solución sería el incremento de peajes, de modo de acercar el beneficio social al privado del FI.

La ley establece que el FI debe contar con un plan de inversiones a cinco años plazo.[23] Este plan de negocios quinquenal debe ser presentado por el directorio de la empresa y aprobado por la junta de accionistas. En su elaboración se debe contar con un informe del Ministerio de Obras Públicas, donde se pondrán incluir proyectos del plan de concesiones del MOP. En el caso de proyectos que requieran aportes públicos se debe contar con aprobación del Ministerio de Hacienda. Se espera que, en la discusión sobre el plan de negocios, donde participa tanto la empresa como los Ministerios de Hacienda y Obras Públicas, se llegue a una solución que compatibilice los intereses del FI con los de bienestar social.

5.5 Gobierno Corporativo

El Fondo de Infraestructura opera mediante el formato de empresa, la cual poseerá un capital propio, un mandato y un gobierno corporativo que toma las decisiones. La empresa es de propiedad del Estado de Chile, quien provee el capital inicial para el FI y nombra al directorio de la empresa. El directorio está compuesto por cinco personas, designados por el Presidente de la República, mediante propuestas del Ministro de Obras Públicas y del Sistema de Alta Di-rección Pública.[24] Los directores duran cuatro años en sus cargos, y no pueden ser removidos por de-cisión discrecional del Presidente o Ministro.

El situar al FI en una empresa, en vez de formar parte de un servicio público o Ministerio tiene una serie de implicancias. La primera de ellas, que ya fue explicada anteriormente, corresponde a la imputación fuera de la contabilidad fiscal de las inversiones realizadas con recursos generados por el FI.

Segundo, una empresa a diferencia de un ministerio tiene un objetivo bien definido. Para el FI, la ley señala que el Fondo deberá orientarse a la sostenibilidad financiera de su cartera de proyectos y a producir utilidades anuales. La regulación de los gobiernos de las sociedades anónimas y las empresas que emiten deuda supervisan que los directores cumplan el objetivo de proteger los intereses de la empresa. En caso que las acciones de los directores se alejen de dicho objetivo, éstos podrían responder hasta con su patrimonio personal.

El Ministerio por ser autoridad política, es multidimensional en sus objetivos y por consecuencia su autoridad máxima debe atender diferentes audiencias o stakeholders y no solamente enfocarse en la creación de valor de la cartera de proyectos. Así, los riesgos denominados populistas, que podrían, por ejemplo, inducir a reducir el cobro por uso de la infraestructura quedan mejor blindados en una empresa que en un ministerio, a pesar que la primera sea de propiedad pública.

Relacionado con el argumento recientemente expuesto, está la autonomía. La empresa pública se encuentra más alejada del gobierno central que un ministerio. Si bien, el Presidente de la República designa a los directores, éstos no pueden ser removidos por propia voluntad de la autoridad política. Se esperaría que la autonomía del FI le permita cumplir de mejor forma su objetivo de producir utilidades mediante el desarrollo de concesiones de obras públicas.

La autonomía, tiene como contrapartida la *accountability*. El FI cumple una función pública y tal como hemos mencionado anteriormente, su sola orient-

ación a las utilidades puede en ocasiones entrar en conflicto con los objetivos de bienestar social. Como mecanismo de control, la ley establece la participación de una serie de organismos públicos en decisiones estratégicas del FI. La formulación del plan de inversiones del fondo, debe ser aprobado por no solo por el directorio, sino que, por la junta de accionista, la cual está compuesta por los Ministerios de Hacienda y Economía. Además, el plan contará con la supervisión del Ministerio de Obras Públicas, quien se pronunciará sobre él mediante un informe técnico. Los proyectos del FI que requieran aportes fiscales para su ejecución deben contar con la autorización del Ministerio de Hacienda y además tener una evaluación social realizada por el Ministerio de Desarrollo Social.

Se debe mencionar que en Chile existe una positiva experiencia de empresas del Estado en el área de infraestructura, que operan bajo la ley de las sociedades anónimas privadas y que a su vez cumplen funciones públicas. Es el caso de las empresas públicas portuarias y del Ferrocarril Metropolitano de Santiago (Metro).

Finalmente, debemos mencionar que una empresa cuenta con mucha más flexibilidad y libertad para gestionar contratos de obras, contratar servicios y personal que la administración pública. Una de las facultades que la ley explícitamente otorga al FI es la de realizar cambios en sus contratos vigentes de concesiones, siempre y cuando se realicen resguardando el interés de la empresa.[25]

6. Conclusiones

El financiamiento es uno de los factores claves para la materialización de los proyectos de infraestructura mediante el mecanismo de concesiones. En la década de los noventa, Chile logró mejorar sustancialmente la calidad de su infraestructura, atrayendo capital privado para invertir en el sector. El uso de bonos de infraestructura fue relevante, alcanzando a un tercio del total de inversión en el sector. En los últimos años se muestra una tendencia hacia una mayor presencia de la deuda bancaria. Se observan tendencias hacia mayores regulaciones bancarias –Basilea III- que encarecerían el crédito de largo plazo de los bancos. A nivel local, el Gobierno de Chile ha impulsado reformas que faciliten la participación de los fondos de pensiones en proyectos de infraestructura. El Fondo de Infraestructura es un mecanismo que le permite al Estado traer a valor presente los ingresos producto de las segundas licitaciones de obras ya construidas. La mayor disponibilidad de fondos, permitiría la ejecución más temprana de proyectos de infraestructura que, a pesar de su rentabilidad positiva, no son financiados debido a falta de holguras fiscales.

Anexo 1

Tabla: Plazo de concesiones de Carreteras y Aeropuertos en Chile

Concesión	Plazo Concesión
Ruta 5 Tramo Vallenar - Caldera	420 meses o VPI ≥ ITC
Ruta 5 Tramo La Serena - Vallenar	420 meses o VPI ≥ ITC
Ruta 5 Tramo Los Vilos - La Serena	300 meses
Ruta 5 Tramo Santiago - Los Vilos	287 meses
Ruta 5 Tramo Santiago - Talca y Acceso Sur a Santiago	MDI ≥ ITC
Ruta 5 Tramo Talca - Chillán	MDI
Ruta 5 Tramo Chillán - Collipulli	MDI
Ruta 5 Tramo Collipulli - Temuco	MDI
Ruta 5 Tramo Temuco - Río Bueno	300 meses
Ruta 5 Tramo Río Bueno - Puerto Montt	420 meses
Ruta 5 Tramo Puerto Montt - Pargua	480 meses o VPI ≥ ITC
Alternativas de Acceso a Iquique	384 meses o VPI ≥ ITC
Autopista de la Región de Antofagasta	245 meses
Ruta 68 Santiago - Valparaíso - Viña del Mar	300 meses o VPI ≥ ITC
Ruta 78 Santiago - San Antonio	284 meses
Red Vial Litoral Central	360 meses
Variante Melipilla	360 meses
Ruta 57 Santiago - Colina - Los Andes	341 meses
Acceso Nor- Oriente a Santiago	480 meses o VPI ≥ ITC
Acceso Norte a Concepción	336 meses
Ruta Interportuaria Talcahuano - Penco	378 meses
Américo Vespucio Sur, Ruta 78 - Av. Grecia	360 meses
Américo Vespucio Nor-Poniente, Av. El Salto-Ruta 78	360 meses
Variante Vespucio El Salto - Kennedy	390 meses
Sistema Norte - Sur	372 meses
Sistema Oriente - Poniente	360 meses (ampliable hasta 30-jul-2036)
Aeropuerto Chacalluta de Arica	Máx 180 meses
Aeropuerto Diego Aracena de Iquique (R2)	48 meses desde la PSP de la Fase 1
Aeropuerto El Loa de Calama (R)	Máximo: 180 meses o VPI > ITC
Aeropuerto Cerro Moreno de Antofagasta (R)	180 meses máximo [(VPI = 0,75 * ITC) + 36 meses]
Nuevo Aeropuerto Regional de Atacama	246 meses
Aeródromo La Florida de La Serena (R)	120 meses o 36 meses desde que VPI=0,70*ITC
Nuevo Aeropuerto Región de la Araucanía	240 meses o VPI ≥ ITC
Aeropuerto el Tepual de Puerto Montt (R2)	48 meses
Aeropuerto Carlos Ibañez del Campo de Pta. Arenas (R)	180 meses o VPI ≥ ITC
Túnel El Melón (R)	Max 180 meses
Ruta 160 Tramo Coronel - Tres Pinos	480 meses o VPI ≥ ITC
Acceso Vial Aeropuerto Arturo Merino Benitez (R)	480 meses o VPI ≥ ITC
Aeropuerto Internacional AMB (R)	240 meses desde el mes de PSP 1

Fuente: MOP.

Tabla IMG pagado por Concesión, por año (US$ miles)

Concesión	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Santiago- Los Vilos	0	0	0	10	1.907	2.439	4.713	6.611	7.503
Talca Chillán	0	0	0	0	0	0	771	1.212	2.078
Camino Nogales Puchuncaví	89	7	12	0	0	0	0	0	0
Red Vial Litoral Central	0	0	0	0	0	0	0	306	747
Acceso Nor Oriente a Santiago	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intermodal La Cisterna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cerro Moreno de Antofagasta	0	0	0	0	2	133	185	138	0
Carriel Sur Concepción	0	0	18	199	425	588	774	965	1.180
IMG por año	89	7	30	209	2.334	3.159	6.443	9.232	11.508

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Santiago Los Vilos	9.268	12.595	13.099	15.573	19.011	20.159	23.328	29.388	29.121
Talca Chillán	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Camino Nogales Puchuncaví	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Red Vial Litoral Central	1.155	1.606	2.033	3.126	3.726	3.614	3.580	3.861	3.406
Acceso Nor Oriente a Santiago	0	0	666	2520	2149	2018	996	673	0
Intermodal la Cisterna	2.497	6.524	6.433	4.198	0	0	0	0	0
Cerro Moreno de Antofagasta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carriel Sur Concepción	1.105	1.110	1.126	1.182	1.169	928	767	852	1.246
IMG por año	14.025	21.835	23.358	26.599	26.055	26.719	28.671	34.773	33.773

Fuente: DIPRES.

Tabla : Pago al Estado por Ingreso Máximo (US$ miles)

Concesionaria	1996	1997	1998	1999	2000	2006	2007
Túnel El Melón	210	92	95	18	0	0	0
Acceso Vial AMB	0	0	89	25	24	0	0
Intermodal La Cisterna	0	0	0	0	0	0	0
Estadio Techado Parque O'higgins	0	0	0	0	0	13	34
Total	**210**	**92**	**184**	**43**	**24**	**13**	**34**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Túnel El Melón	0	0	0	0	0	0	0	0
Acceso Vial AMB	0	0	0	0	0	0	0	0
Intermodal La Cisterna	0	0	0	708	313	505	219	257
Estadio Techado Parque O'higgins	46	79	72	89	128	105	98	100
Total	**46**	**79**	**72**	**797**	**441**	**611**	**317**	**357**

Fuente: DIPRES.

Anexo 2

Tabla: Tipo de Financiamiento y tenedores de deuda/bonos de cada concesión

	Deuda Bancaria o Bonos	Moneda	Bancos/serie
Américo Vespucio Tramo Sur	Bonos	UF	A1 Banco De Chile
			A2 Banco de Chile
Ruta 5 Santiago - Los vilos	Deuda Bancaria	UF	Banco de Chile
			Banco BBVA
			Banco Security
Autopista Concepción - Cabrero	Deuda Bancaria	M US$	Banco CorpBanca
			Banco Estado
			Consorcio
			Banco Security
Segunda Concesión Aeródromo La Florida de La Serena	MOP	M US$	MOP
Segunda Concesión Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benitez	MOP	UF	MOP
Ruta 5 Santiago - Talca y acceso sur a Stgo	Bonos y MOP	M US$	Bonos Banco de Chile
			MOP
Autopista Central	Bonos	M US$	A1 Banco de Chile
			Citibank
Costanera Norte	Bonos	UF	A1
			A2
			B1
			B2
Américo Vespucio Tramo Nor-Poniente.	Bonos	UF	A1
			A2
Interconexión Vial Santiago-Valparaíso-Viña del Mar	Bonos	UF	A1
			A2
			B1
			B2
			C
Ruta 5 Collipulli Temuco	Deuda Bancaria y MOP	M US$	Banco de Chile
			Banco Corpbanca
			Banco Estado
			MOP
Ruta 5 Chillán Collipulli	Bonos	M US$	Banco de Chile A
			Banco de Chile B
Ruta 5 Rio Bueno- Puerto Montt	Deuda Bancaria	US$	Banco de Chile
			Banco Santander
Ruta 5 Los Vilos - La Serena	Deuda Bancaria	M US$$	Banco de Chile
			Banco Santander

Ruta 5 Talca- Chillán	Bonos y MOP	M US$	Banco de Chile B1 y B2 Banco de Chile C1 y C2 MOP
Ruta 5 Temuco- Rio Bueno	Deuda Bancaria	UF	Banco CorpBanca Banco Security Banco de Chile Banco Estado
Ruta 5 La Serena- Vallenar	Deuda Bancaria	M US$	Banco Estado Banco CorpBanca
Autopistas de la región de Antofagasta	Deuda Bancaria Y Leasing	M US$	Banco Santander Banco CorpBanca Banco BCI Banco BBVA
Acceso Nor Oriente a Santiago	Deuda Bancaria	M US$	Banco Bice Banco de Chile Banco Security
Acceso Norte a Concepción	Deuda Bancaria	UF	Banco Santander Banco de Chile
Ruta 5 Vallenar- Caldera	Deuda Bancaria	M US$	Banco Estado Corpbanca Banco Consorcio Banco Security Banco de Chile
Ruta 5 Puerto Montt- Pargua	Deuda Bancaria	M US$	Banco BBVA Banco BICE Banco CorpBanca Banco Estado Banco Itau
Alternativas de Acceso Iquique	Deuda Bancaria	M US$	Banco Corpbanca Banco Estado Consorcio
Nuevo Aeropuerto Región de la Araucanía	Deuda Bancaria	UF	Banco CorpBanca

Fuente: MOP.

Notas

[1] Ver Serebrisky, Suarez-Aleman, Margot y Ramírez (2015) para un análisis más completo sobre el estado del financiamiento de la infraestructura en América Latina.

[2] De acuerdo al Numeral 3 del Artículo 30° del Reglamento de Concesiones: "El capital suscrito y pagado de la sociedad concesionaria, al momento de su constitución deberá ser, al menos, equivalente al 20% del presupuesto oficial estimado por el MOP para la obra, salvo que las bases de licitación fijen un monto o porcentaje mínimo diferente, ello es sin perjuicio de las exigencias legales sobre la materia."

[3] Ley 19.460 de 1996.

[4] Sistema de Concesiones en Chile 1990-2003, MOP.

[5] Ver MOP (2016).

[6] En el límite, si un proyecto se financia 100% con subsidios del Estado, el riesgo comercial desaparece.

[7] Concesiones de Obras Públicas en Chile 20 años, MOP.

[8] Por ley, el tenedor de la concesión debe mantener una propiedad de 30% de la inversión en el proyecto.

[9] Si bien las emisiones de bonos de las concesionarias sufrieron una baja de sus clasificaciones iniciales, estos han mantenido tasación por sobre el grado de inversión. Esto ha permitido que se mantengan sin la necesidad de garantes específicos.

[10] Artículo 19 del capítulo 2.

[11] Impacto económico de las inversiones de las compañías de seguros, José Ramón Valente. Escáner a las rentas vitalicias AACH (2016).

[12] No es posible obtener la diversificación de la cartera de inversiones de aseguradoras en sectores económicos pues no es requisito de la información públicamente disponible (circular 1.835 SVS).

[13] Decreto con Fuerza de Ley nº251 de 1931.

[14] La provisión de reservas técnicas depende de principios actuariales, procedimientos, tasas de mortalidad, tasas de interés y otros parámetros técnicos establecidos por la SVS.

[15] Modificación al Decreto Ley 3.500 de 1980. Artículo 45.

[16] El análisis se realizará en base a la versión de la ley ingresada por el Gobierno al Congreso. Es posible que se introduzcan cambios a la ley producto de la discusión parlamentaria.

[17] Término acuñado por Posner (1971).

[18] Ver Consejo Fiscal Asesor (2016).

[19] Artículo 25, Proyecto de Ley Fondo de Infraestructura S.A.

[20] Artículo 4.

[21] Las metodologías de evaluación social de proyectos en Chile aplican una tasa social de descuento del 6% anual.

[22] Artículos 21 y 23 de la ley.

[23] Artículo 23.

[24] El Ministro de Obras Públicas propone cinco miembros, de los cuales el Presidente escoge dos, mientras que la Alta Dirección Pública realiza propuestas de los cuales el Presidente selecciona tres miembros. De los propuestos por el MOP el Presidente de la República designa al Presidente del Fondo de Infraestructura.

[25] El artículo 7 señala "El Fondo podrá convenir con el concesionario las adecuaciones a los contratos de concesión que resulten imprescindibles, velando siempre por mantener o incrementar el valor económico del Fondo".

Referencias

Alonso J, Bjeletic J, Herrera C, Hormazábal S, Ordóñez I, Romero C, Tuesta D (2010). "Un balance de la inversión de los fondos de pensiones en infraestructura: La experiencia en Latinoamérica." Working Papers BBVA.

Brealey, R. A., Cooper, I. A., & Habib, M. A. (1996). "Using project finance to fund infrastructure investments". Journal of Applied Corporate Finance, 9(3), 25-39.

Cepeda, J. (2009). "Experiencia chilena en concesiones y asociaciones público-privadas para el desarrollo de infraestructura y la provisión de servicios públicos." Inter-American Development Bank.

Cruz. C., Barrientos, M. E., & Babbar, S. (2004). "Toll road concessions-the Chilean experience". World Bank PFG Discussion Paper Series, 124, 1-36.

De Moraes e Castro, L. F. (2010). "Project Finance and Public-Private Partnerships: A Legal and Economic View from Latin American Experience". Bus. L. Int'l, 11, 225.

Engel, E. M., Fischer, R. D., & Galetovic, A. (2014). "Economía de las asociaciones público-privadas: Una guía básica". Fondo de Cultura Económica.

González, A y S. Hinojosa (2016) "Despertando el Capital dormido: Fundamentos del Fondo de Infraestructura en Chile y Análisis del Proyecto de Ley". PIAPIEM. Nota Técnica

Gutiérrez De Gregori, M. (2011) "Financiación de Infraestructura a través del mercado de capitales" Celfin Capital.

Hinojosa, S. (2015). "Financiamiento de Infraestructura Pública con Mercado de Capitales en América Latina." Programa para el Impulso de Asociaciones Público Privadas en Estados Mexicanos.

Kristjanpoller Rodríguez, W., & Díaz Antillanca, J. (2011). "Una Nueva Estructura De Garantías Para Los Bonos Chilenos De Infraestructura (New Structure of Chilean Infrastructure Bond's Warrants)". Revista de Economía Institucional, 13(25).

Lucioni, L. (2009). "La provisión reciente de infraestructura en América Latina: tendencias, inversiones y financiamiento. CEPAL".

MOP (2016). "Concesiones de Obras públicas en Chile: 20 años".

Posner, R.A. (1971). "Taxation by regulation". The Bell Journal of Economics and Management Science, pp.22-50.

Serebrisky, T., Suárez-Alemán, A., Margot, D., Ramirez, M.C. (2015). "Financing Infrastructure in Latin America and the Caribbean: How, How Much and by Whom?" IDB Monograph (Infrastructure and Environment Sector).

Vives, A. (2000). "Los fondos de pensiones en el financiamiento privado de proyectos de infraestructura: Diseño de regulaciones e instrumentos. Inter-American Development Bank".

Yescombe, E., & Partnerships, P. P. (2007). "Principles of Policy and Finance".

FINANCIAMIENTO PRIVADO DE LA INFRAESTRUCTURA ECONÓMICA EN URUGUAY

Juan Alberti

1. Introducción

De acuerdo al Proyecto de Presupuesto Nacional 2015-2019, en su Capítulo IV – El Uruguay del Crecimiento – el Gobierno considera que la provisión adecuada de servicios de infraestructura es esencial para consolidar el crecimiento del país en el largo plazo. En este marco, Uruguay se ha propuesto un plan para dicho período que apuesta, en buena medida, al apoyo continuo del sector privado para el financiamiento de estos servicios.

Las cuentas nacionales del país muestran una Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF) en el entorno del 20,5% en el período 2008-2015. En dicho período las inversiones en infraestructura de Agua & Saneamiento, Energía y Transporte, considerando la intervención pública y privada en los sectores, han promediado el 11% del total de FBKF, que supone aproximadamente un 2,2% del PIB.

El Proyecto de Presupuesto estipulado desarrolla un Plan Quinquenal de Inversión en Infraestructura 2015-2019 que contempla, entre otros, US$ 4.230 millones de inversión prevista en energía, US$ 2.360 millones en vialidad, US$ 550 millones en puertos, US$ 360 millones en transporte ferroviario y US$ 550 millones en Agua y Saneamiento. Se espera que el sector privado financie el 50% de los proyectos en su totalidad, el 61% de los proyectos energéticos y el 34% de los proyectos de transporte.

Se vuelve entonces relevante analizar cuál ha sido la participación del sector privado en el desarrollo de infraestructura económica en Uruguay, y por qué, en años anteriores. Ello puede permitir evaluar la posibilidad efectiva del cumplimiento de las metas antepuestas. Para ello es útil estudiar quiénes son los participantes en este mercado, tanto públicos como privados, y qué rol han estado jugando, en el marco de los posibles vehículos para que el sector efectivamente participe en el financiamiento de infraestructura. Es necesario estudiar cuáles son las barreras existentes y las posibilidades reales de superarlas, en el marco del plan antepuesto. Este artículo arroja luz sobre los temas anteriores.

En el último quinquenio, tomando los sectores de energía y transporte, aproximadamente el 48% de las inversiones fueron financiadas por el sector privado. Ello respondió, básicamente, a un fuerte desarrollo del financiamiento privado en el sector energético, mayor al 55%. El desafío para el próximo quinquenio, en este marco, está muy asociado a los logros del quinquenio anterior, en particular considerando lo que se espera lograr en el sector energético. El principal desafío está en el mayor desarrollo del financiamiento privado en el sector de transporte, que se espera pase del 10% al 34% del total de la inversión, con un crecimiento sustantivo de dicha participación en proyectos viales, en el marco de la legislación de participación público-privada.

Para que ello pueda desarrollarse, aparecen una serie de desafíos para catalizar tanto deuda como capital privado. Este caso expone y desarrolla, en particular, los siguientes retos: el manejo del riesgo cambiario; la participación de la banca local; la participación de los inversores institucionales; el desarrollo del mercado de capitales; el desarrollo del mercado de construcción local; y el manejo de otros riesgos contractuales. El logro de los objetivos mencionados que el Gobierno de Uruguay se ha propuesto, particularmente la posibilidad de continuar profundizando la actividad del sector privado en el financiamiento de la infraestructura, dependerá del manejo de los temas antepuestos.

En este marco, en la próxima sección, se realiza un resumen sobre la evolución pasada y actual del financiamiento privado en infraestructura en el país. Inicialmente, se contextualiza mostrando que el sector privado, en el quinquenio 2011-2015 ya ha asumido un rol sustantivo, financiando casi la mitad de la infraestructura económica que se estudia en este caso. La sección continúa con un análisis pormenorizado sobre quiénes son los principales agentes públicos y privados participando en el financiamiento privado en transporte y energía, por ser aquellos donde existe inversión privada efectiva. Allí se analizan los jugadores que son transversales a los sectores y también aquellos particularmente relevantes a los subsectores mencionados. La sección finaliza con un análisis de los vehículos utilizados por los diferentes participantes para la participación privada en el financiamiento, mostrando que Uruguay tiene legislación que promociona pero que también restringe dicha participación.

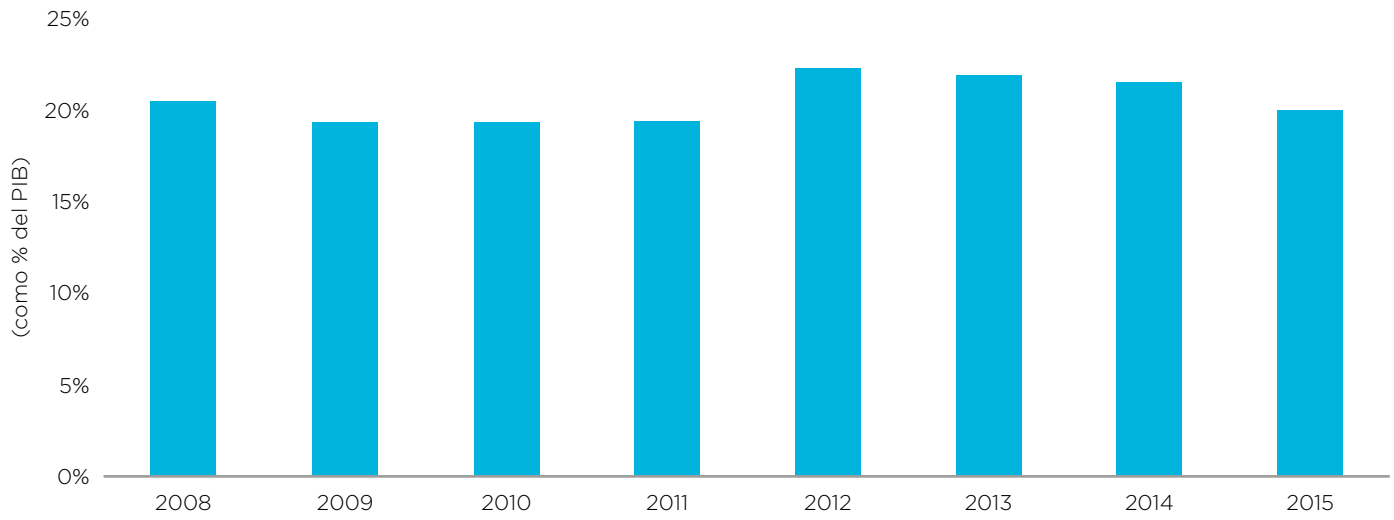
Posteriormente, se resumen cuáles son las perspectivas de inversión privada en infraestructura y las barreras existentes. De acuerdo a lo ya explicitado, Uruguay espera mantener una participación similar de financiamiento privado en el sector de energía y aumentar en el sector de transporte. Para que ello se haga efectivo, el Gobierno deberá lidiar con los desafíos estipulados para catalizar tanto deuda como capital privado. De dicha gestión dependerá el éxito en la consecución de los objetivos planteados. Finalmente, el caso cierra con un especial dedicado al caso de la energía eólica en el Uruguay. Mientras que hace apenas una década no había generación proveniente de esta fuente, en junio de 2016 pasó a 920 MW de potencia instalada, representando el 24,1% de la potencia total instalada en el país.

2. Evolución del mercado de Financiamiento Privado en Uruguay

2.1 Importancia de la Inversión Privada

La economía uruguaya ha crecido, en el período 2008-2015 a un promedio anual de 3,9% y la Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF) se ha ubicado en el entorno del 20,5% en el período 2008-2015.

Figura 1 **Formación Bruta de Capital Fijo**



Fuente: Banco Central del Uruguay.

En dicho período las inversiones en infraestructura de Agua & Saneamiento, Energía y Transporte, considerando la intervención pública y privada en los sectores, han promediado el 10%[1] del total de FBKF, que supone aproximadamente un 2,2% del PIB. Sin embargo, es posible separar el período analizado en dos partes. En una primera, desde 2008 a 2012, la inversión promedió el 1,8%, y en los últimos 3 años (2013-2015), la misma ha aumentado a un promedio de 3,3%.

El financiamiento a través del sector privado ha comenzado a jugar un papel más importante, particularmente en esos últimos 3 años, y es lo que explica el aumento estipulado. Considerando a la infraestructura en los sectores antepuestos como la infraestructura económica de análisis de este caso, el financiamiento privado ha estado concentrado en la energía, y algo menos en el transporte.

Las inversiones en agua y saneamiento, dada la legislación actual, dependen de la empresa pública uruguaya a cargo de este asunto y del Gobierno Departamental de Montevideo. Han alcanzado una cifra aproximada de US$ 620 millones[2] en el último quinquenio y el sector privado no ha participado, dadas las restricciones legales existentes que impiden hacerlo.

En el sector de energía, por otra parte, el sector público ha invertido aproximadamente US$ 2.185 millones[3] en el mismo período. Allí se consideran los flujos de efectivo por actividades de inversión de la empresa pública a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización, y la ejecución presupuestal de inversiones de la empresa a cargo de la refinación de hidrocarburos.

En este sector, las inversiones privadas han sido sustantivas, particularmente en la etapa de generación. Al respecto de las inversiones que cuentan con el cierre financiero en el sector eólico, se han invertido aproximadamente US$ 1.700 millones[4] en el último quinquenio. A eso debe sumarse, para el mismo sector, las inversiones de inversores institucionales e inversores minoristas, por medio del mercado de capitales, que ascendió a aproximadamente US$ 686 millones.[5] Asimismo, deben considerarse inversiones por aproximadamente US $ 100 millones[6] en generación solar e inversiones referidas a los contratos a la exploración de hidrocarburos, que pueden haber alcanzado los US$ 825 millones[7] en el último quinquenio.

En este marco, sin contar las inversiones que el sector privado realiza en construcción y mantenimiento de plantas de generación por biomasa, al mantenimiento de la red de transporte de gas natural, y a la distribución de combustibles líquidos, el sector privado tiene una participación de más del 54% en el financiamiento de infraestructuras de energía en el período estipulado. Al sumar esas inversiones es posible que la cifra antepuesta aumente, aunque no de forma significativa.

Finalmente, en el área de transporte, a nivel nacional, sin contar las inversiones de los Gobiernos Departamentales con fondos propios, Uruguay ha invertido en el último quinquenio más de US$ 1.400 millones[8] en la red vial. Paralelamente, a nivel de Puertos, se ha invertido en propiedades, planta y equipos por aproximadamente US$ 150 millones[9] en el mismo período. Además, el organismo a cargo de las inversiones en la red ferroviaria ha tenido flujos netos de efectivo por actividades de inversión que no han superado los US$ 50 millones,[10] y la institución pública a cargo de una parte pequeña de la infraestructura aeroportuaria ha invertido en aproximadamente US$ 30 millones[11] en el mismo período.

Las inversiones del sector privado en transporte, por otra parte, han estado básicamente supeditadas a las inversiones en aeropuertos y puertos. Al respecto de los aeropuertos, la mayor inversión de la última década estuvo concentrada en el aeropuerto internacional de carrasco, por US$ 165 millones, pero desarrollada en su mayoría en etapas previas al comienzo del quinquenio 2011-2015. A partir de la renovación de la concesión en 2014, el concesionario se comprometió a invertir más de US$ 30 millones para potenciar la infraestructura y continuar optimizado los servicios de la terminal de pasajeros. Paralelamente, a nivel de puertos, en el Puerto de Montevideo, la nueva terminal granelera implicó una inversión de aproximadamente US$ 100 millones, y otros operadores portuarios han invertido al menos US$ 60 millones. En el Puerto de Nueva Palmira, por otra parte, se han invertido otros US$ 30 millones. En este marco, la inversión privada en infraestructura de transporte habría estado en el entorno del 11% del total de lo invertido en transporte en el período analizado.[12]

Así pues, sin contar la inversión en infraestructura de los Gobiernos Departamentales, el sector privado habría sido responsable por aproximadamente el 47,6% del total de la inversión en infraestructura analizada del Uruguay en el último quinquenio. Ello se ha explicado, básicamente, por la inversión en infraestructura de energía, considerando la inversión realizada en los subsectores previamente explicitados.

2.2 Agentes Públicos

2.2.1 Agentes Públicos Transversales Relevantes

El Banco Central del Uruguay (BCU), de acuerdo con su carta orgánica, tiene dos finalidades principales. Por un lado, la estabilidad de precios y, por otro, la regulación del funcionamiento y la supervisión del sistema de pagos y del sistema financiero. En el marco de esta regulación del sistema aparecen agentes públicos que sirven de catalizadores de la inversión privada para el desarrollo de infraestructura en Uruguay.

En primer lugar, el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU), es un Ente Autónomo del dominio comercial del Estado. Es el principal banco comercial en Uruguay, con alrededor de 1.100.000 clientes, un tercio de la población del país. Está sujeto a la misma regulación que el resto de la banca, desarrollando su actividad en un mercado competitivo, y siendo su principal fuente de fondeo la captación de depósitos del sector privado residente.

Por otra parte, las Administradoras de Fondos de Ahorro Previsional (AFAPs), son personas jurídicas de derecho privado, organizadas como sociedades anónimas. Son administradoras de los aportes destinados al régimen de jubilación por ahorro individual, y pueden ser públicas o privadas. El agente público relevante en este caso es la AFAP llamada República AFAP, cuyos accionistas son el BROU (51%), el Instituto de Seguridad Social (BPS – 37%) y el Banco de Seguros del Estado (BSE - 12%).

Paralelamente, el mercado de seguros, salvo los accidentes de trabajo, está desmonopolizado en el país. Las empresas de seguros son personas jurídicas que se obligan, mediante el cobro de una prima y para el caso en que se produzca el evento cuyo riesgo es objeto de cobertura, a indemnizar el daño producido al asegurado, o a satisfacer un capital, renta u otras prestaciones convenidas en el contrato. La mayor empresa de seguros, con una participación del 65,1% del total del mercado a diciembre de 2015, es el Banco de Seguros del Estado, otro Ente Autónomo del Estado.

Finalmente, también deben incluirse como instituciones públicas transversales, potencialmente catalizadores de la inversión privada a la infraestructura, a los Gobiernos Departamentales en Uruguay. Representan el segundo nivel de Gobierno en el país. Las mismas tienen a cargo parte de la infraestructura que afecta a sus departamentos y suelen demandar ahorro privado para su desarrollo. Este punto se detalla en apartados posteriores.

2.2.2 Agentes Públicos Sectoriales Relevantes

Energía

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), es el encargado de definir la política global y sectorial y coordinar el rol de todos los actores. Por otra parte, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), dependiente de Presidencia de la República, regula y fiscaliza en materia de seguridad y calidad de los servicios.

En este marco, en cuanto a la energía eléctrica, la empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) posee el monopolio en trasmisión y distribución. La generación, por el contario, puede ser desarrollada por esta empresa o el sector privado. UTE es una institución pública que puede catalizar ahorro privado para el desarrollo de infraestructura. Como se analiza en apartados posteriores, tiene mecanismos para hacerlo particularmente en la etapa de generación, pero también para la transmisión y distribución.

Al respecto del sector de combustibles líquidos, la empresa estatal Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP) tiene el monopolio de la importación de petróleo y derivados, así como de la refinación, y comparte el mercado de distribución con el sector privado. Dicha empresa ha promovido la inversión privada particularmente en lo referente a la exploración y producción de hidrocarburos.

Transporte

El Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTOP) es el responsable de diseñar, ejecutar y controlar la Política Nacional de Transporte en todas sus modalidades, actuando en coordinación con las empresas públicas relacionadas a su actividad y competencia, los gobiernos departamentales y con otras organizaciones estatales y privadas.

En este marco, al respecto de la infraestructura vial, la Dirección Nacional de Vialidad, del MTOP es responsable de estudiar, proyectar, conservar, construir y promover la estructura vial nacional. Paralelamente, la Corporación Vial del Uruguay S.A. es una empresa que tiene hoy por única actividad la operación de una Concesión Vial otorgada por el

MTOP, de 2.600 Km. de Rutas Nacionales, casi la totalidad de la Red Primaria y corredores Internacionales del país. La Corporación Nacional para el Desarrollo (CND) - persona pública de derecho privado, cuyo capital es de propiedad 100% estatal - es la propietaria de la totalidad del paquete accionario de CVU. Esta empresa puede, eventualmente, acceder a financiamiento bancario o en el mercado de valores y catalizar inversión privada al desarrollo de infraestructura.

Al respecto de la infraestructura portuaria, la Dirección Nacional de Hidrografía, del MTOP tiene como cometidos sustantivos proyectar y controlar el desarrollo de los puertos y obras costeras, controlar la operación y mantenimiento de los puertos, entre otros. En este marco, la Administración Nacional de Puertos (ANP), es un Organismo Descentralizado, que se vincula con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Transporte y Obras Públicas. Tiene la competencia de la administración, conservación y desarrollo de los puertos públicos: Montevideo, Nueva Palmira, Colonia, Juan Lacaze, Fray Bentos, Paysandú, Salto. Este organismo puede, y lo ha hecho en el pasado, asociarse con inversores privados para el desarrollo de determinadas actividades, requiriendo inversión privada para el sub-sector.

En tercer lugar, al respecto de la infraestructura ferroviaria, la Dirección Nacional de Transporte Ferroviario del MTOP es responsable de asesorar al Poder Ejecutivo respecto al diseño estratégico e implementación de políticas ferroviarias. Paralelamente, la Administración de Ferrocarriles del Estado (AFE) es un servicio comercial descentralizado en forma de Ente Autónomo. Le compete (entre otros): construir, modificar y conservar directamente o por contrato sus líneas férreas, material rodante y obras de explotación accesorias, así como adquirir todos los elementos necesarios para el cumplimiento de sus fines; contratar, en la medida que lo requiera, la prestación de un servicio ferroviario determinado, los complementarios de transporte colectivo de pasajeros, cargas y encomiendas. Se espera que esta organización participe en proyectos de Participación Público Privada, que se analizan en apartados posteriores, para apalancar ahorro privado al desarrollo de infraestructura para el desarrollo de infraestructura ferroviaria en el país.

Finalmente, existe dentro del MTOP una Dirección General de Transporte Aéreo, encargada de evaluar las competencias asociadas a la política aerocomercial, entre otras, las dirigidas a alcanzar la recategorización del país, el perfeccionamiento del régimen de concesiones y autorizaciones, los derechos de los usuarios, el sistema tarifario y el relacionamiento de la República con otros países y organismos internacionales. Paralelamente, la Dirección Nacional de Aviación Civil e Infraestructura Aeronáutica (DINACIA), dentro del Ministerio de Defensa Nacional es la autoridad aeronáutica a que refiere el Código Aeronáutico y las demás normas aplicables en la materia. Asimismo, reglamenta su organización y funcionamiento.

2.3 Agentes Privados

2.3.1 Agentes Privados Transversales a Sectores

La Banca Comercial Privada en Uruguay, al igual que el BROU, realiza actividades de intermediación financiera y operaciones afines. Requieren autorización para su funcionamiento por parte del Poder Ejecutivo con informe previo favorable del BCU. En la actualidad existen 9 bancos privados que sirven de catalizadores de inversión privada a infraestructura con créditos al sector privado, particularmente vía préstamos puente.

Por otra parte, existen 3 AFAPs privadas, que comparten la administración de ahorro provisional con República AFAP, la que cuenta con la mayor participación en el mercado. En cuanto al mercado de aseguradoras privadas, en la actualidad existen 15 empresas que participan junto al BSE. Las cuatro AFAPs y particularmente el BSE están llamados a tener una mayor participación en el desarrollo de infraestructura de transporte y energía en el país en el futuro.

Por otra parte, agentes privados particularmente relevantes son las bolsas de valores. Son instituciones cuyo objeto principal es proveer a sus miembros de los medios e infraestructura necesaria para que puedan realizar eficazmente las transacciones de valores. Los vendedores y compradores que operan son intermediarios, las personas físicas no pueden operar directamente. En estas bolsas se transan valores emitidos por privados y por el Estado, y sirven para catalizar inversión a proyectos de infraestructura, utilizando diferentes vehículos que se detallan en los próximos apartados. Uruguay cuenta con una Bolsa de Valores de Montevideo (BVM), que es una asociación civil sin fines de lucro, y sus socios son corredores de bolsa. Su principal función es brindar la plataforma necesaria para la realización de los procesos de colocación, negociación y custodia de valores. A través de esta bolsa se realizan generalmente operaciones minoristas de particulares que encargan a su corredor la compra o venta de instrumentos financieros. Por otra parte, la Bolsa Electrónica de Valores del Uruguay

(BEVSA), es una Sociedad Anónima, cuyos accionistas son los bancos privados y públicos. Los principales participantes son los operadores representantes de los bancos y de las AFAPs.

2.3.2 Agentes Privados Sectoriales Relevantes

Energía

Electricidad

Existen 23 empresas dedicadas a la generación eólica, de diferentes tamaños, con acta de habilitación final por parte de UTE, con mínimos de proyectos de 3 MW a máximos de 52 MW, al momento de desarrollar este caso. Muchas de esas empresas responden a una determinada convocatoria de UTE con un PPA asociado, pero otras no.

Las empresas que no, se arriesgan al precio del mercado SPOT, o a la posibilidad de exportación. Al respecto de este asunto, es relevante considerar que buena parte del retorno de la inversión puede eventualmente estar dado por la exoneración, en estos casos, como en otros, de una parte considerable del impuesto a la renta, por vía de beneficios asociados a la Ley de Inversiones. Sobre este punto se vuelve en apartados posteriores.

Por otra parte, la capacidad de generación de electricidad a partir de la biomasa llega a más de 400 MW instalados. Allí se encuentran 9 empresas con mínimos de potencia instalada de 5 MW y máximos de 161 MW. Asimismo, en generación solar, es posible encontrar participación privada con una potencia instalada de 78 MW, con un mínimo de 0.1 MW y máximo 50 MW en las diferentes empresas.

Gas Natural

Al respecto del gas natural, existe un agente privado operando el transporte de en Montevideo, y otro en algunas regiones de los Departamentos de Canelones, Colonia, San José y Paysandú. ANCAP es propietaria del 45% del segundo, actuando asimismo como distribuidor para algunos consumidores industriales.

Combustibles Líquidos

Al respecto de la exploración y producción de hidrocarburos, existen dos empresas con contratos onshore, y 5 con contratos offshore. En cuanto a la distribución de Combustibles Líquidos, Distribuidora Uruguaya de Combustibles SA (DUCSA), una empresa del grupo ANCAP, comparte el mercado de la distribución con dos operadores privados. En el caso del envasado y distribución de Gas Licuado del Petróleo (GLP), existen 4 privados actuando en el sector. Paralelamente, ambos sectores, el público (a través de ALUR, una empresa del grupo ANCAP) y el privado, actúan a su vez como productores de biocombustibles.

Transporte

Carreteras

Uruguay tuvo un programa de concesiones BOT (Build Operate & Transfer) a partir de 1995. Se otorgaron cuatro concesiones, de las cuales quedan 2: Ruta 5 – entre Km 11K300 y Peaje Mendoza (64K900); y Ruta 8 – entre Pando y Minas. Al finalizar la década de 1990 se detuvo el proceso de concesiones y en el año 2002 se resuelve desarrollar un proyecto de concesión de 1300 km de rutas de red principal, y comienza la actividad de CVU. En términos relativos eso implicaba un alto porcentaje de la red, aproximadamente un 50%.

De acuerdo a lo establecido en el nuevo contrato de concesión, firmado el 23 de octubre de 2015, las obligaciones de la CVU consisten en la gestión administrativa de la concesión, la contratación de la construcción de obras de rehabilitación y de mantenimiento de la red concesionada, la operación de servicios a los usuarios y la explotación de los puestos de peaje, durante un período de concesión de 20 años, contados desde el 1° de enero de 2016, por un gasto comprometido determinado. En la actualidad, CVU es concesionario de 2.600 Km. de Rutas Nacionales, la totalidad de la red primaria y corredores Internacionales del Uruguay.

Puertos

Desde el año 2001 la terminal especializada de contenedores del Puerto de Montevideo, Terminal Cuenca del Plata (TCP), está concesionada a Katoen Natie, empresa privada que opera en sociedad con la ANP. TCP se conforma por un 80% perteneciente al sector privado y un 20% a la institución pública antepuesta. Paralelamente, la ANP y otro agente privado firmaron en diciembre de 2010, un contrato para la concesión, construcción y explotación de la Terminal de Graneles Montevideo (TGM), en un acuerdo que tendrá un plazo máximo de 30 años.

En cuanto al Puerto de Nueva Palmira, una empresa privada opera y es propietaria de la mayor terminalgranelera del país y una de las más grandes de la Hidrovía. Paralelamente, otra empresa opera la Terminal portuaria Multipropósito para cargas generales

Aeropuertos

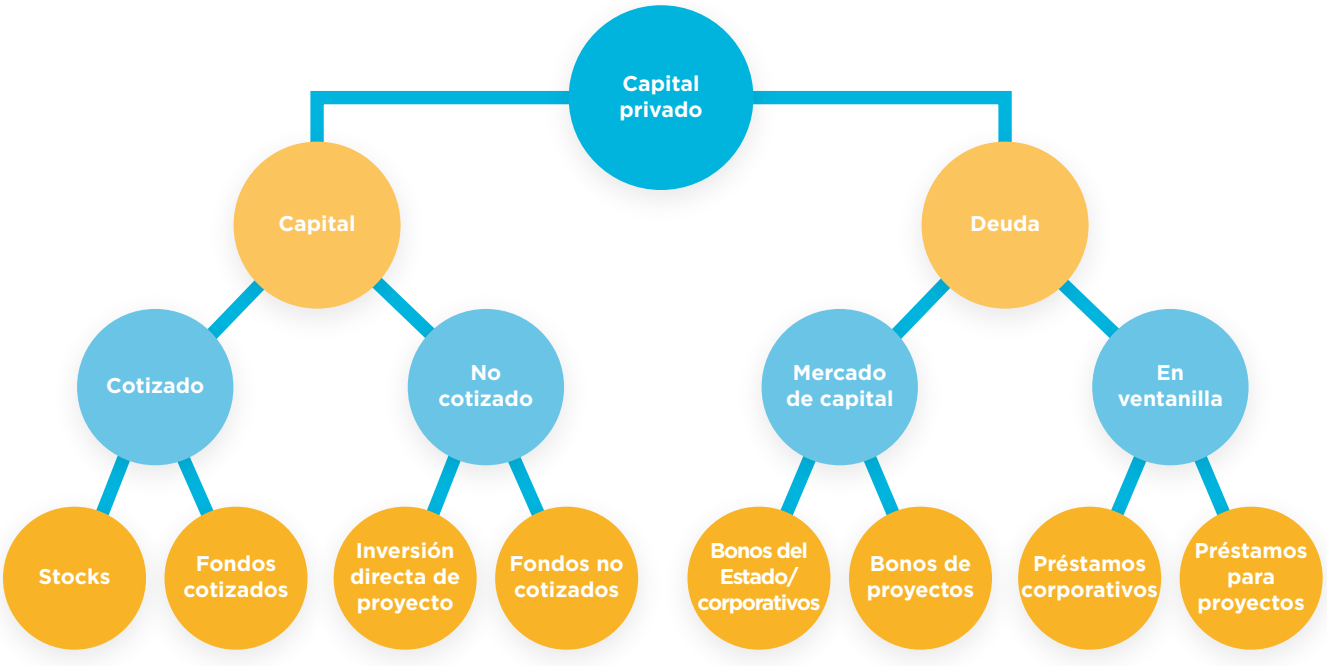
Puerta del Sur SA, desde el 21 de noviembre de 2003, está a cargo de la concesión del Aeropuerto Internacional de Carrasco, Gral. Cesário L. Berisso, el más importante de Uruguay. Con una inversión de

US$ 165 millones, la Nueva Terminal inaugurada en diciembre de 2009, tiene la capacidad para manejar hasta 4 millones y medio de pasajeros al año. En 2014, el Poder Ejecutivo aceptó ampliar por 10 años más la concesión otorgada, que en la actualidad se prolonga hasta el año 2033. Finalmente, el Consorcio de Aeropuertos Internacionales S.A. (CAISA) es el concesionario en el Aeropuerto Internacional de Laguna del Sauce.

2.4 Inversión por Vehículo

En términos muy generales, los vehículos de participación de capital privado incluyen deuda y capital. El siguiente esquema resume los diferentes vehículos.

Figura 2 **Tipos de financiamiento privado en infraestructura**



Fuente: Serebrisky et al (2015).

Al respecto de la deuda, debe diferenciarse el mercado de capitales y la deuda extra-bursátil. Al respecto del segundo, deben considerarse tanto el capital cotizado, como el no cotizado. Dependiendo de cada caso, existe un distinto nivel de desarrollo en Uruguay, que está asociado a las reglas de juego que impone la legislación del país, además del perfil de los agentes y la escala.

2.4.1 Deuda

i) Mercado de Capitales

Obligaciones Negociables

En cuanto al mercado de valores, en primer lugar, las Obligaciones Negociables (ONs) son títulos de deuda similares a los bonos, pero emitidos por empresas del sector privado. Representa el símil de lo que internacionalmente se llaman bonos corporativos. Tienen vencimiento preestablecido y una tasa de interés fija o reajustable, pero pactada previamente. No implica participación en la propiedad de la empresa. La empresa emisora se compromete a reintegrar el capital y pagar los intereses correspondientes en los plazos establecidos.

Muchos de los actores catalizan inversión privada por medio de este vehículo. Al respecto de los públicos, en energía, UTE lo ha hecho, con demanda de AFAPs, Bancos Comerciales y Aseguradoras, con el objetivo de llevar adelante su plan de inversiones en las distintas actividades de la industria eléctrica (Generación, Trasmisión, Distribución, Comercial). Paralelamente, DUCSA, empresa de capitales públicos dedicada a la distribución de combustibles y lubricantes ANCAP, ha emitido ONs, con participación mínima baja, facilitando la incorporación de pequeños y medianos

ahorristas. Desde el sector público en transporte, por otra parte, CVU ha emitido en el pasado ONs, ya canceladas en 2013, para financiar obras previstas en el contrato de concesión al que se hacía referencia en apartados previos.

En cuanto al sector privado, la empresa concesionaria del Aeropuerto Internacional de Carrasco "Gral. Cesáreo L. Berisso", Puerta de Sur SA, ha emitido ONs en el pasado (2007). La mayor parte de eso títulos fue demandada por fondos de inversión extranjeros, de Europa y Estados Unidos. El resto correspondió a inversores locales y las AFAP no llegaron a presentar ofertas. De los US$ 134 millones de la inversión de ese momento, US$ 87 millones surgieron de dicha colocación, US$ 26 millones a partir de fondos propios del negocio, y US$ 21 millones con integración y aporte del accionista.

Asimismo, al respecto de algunos de los nuevos proyectos de transporte vial que el Gobierno tiene en cartera, y que se espera se desarrollen vía PPP por el sector privado, es posible que una parte del financiamiento se logre obtener por medio de emisión de ONs. Al respecto, se espera que las AFAP y el BSE inviertan en dichas emisiones.

Fideicomisos

También existen los títulos de deuda emitidos por fideicomisos, o títulos de participación. El fideicomiso es el negocio jurídico por medio del cual se constituye la propiedad fiduciaria de un conjunto de derechos, que son transmitidos por el fideicomitente al fiduciario, para que los administre, en beneficio de una persona (beneficiario), que es designada en el mismo, y la restituya al cumplimiento del plazo o condición al fideicomitente o la transmita al beneficiario. El fiduciario emite títulos que son comprados por los inversores y recibe un capital que se administra a efectos de llevar adelante un proyecto, junto con los bienes aportados por el fideicomitente, de acuerdo a un contrato llamado "contrato de fideicomiso". Algunos fideicomisos emiten títulos de renta fija. Estos títulos tienen las mismas características que las ONs. La diferencia es que las ONs tienen el respaldo de una empresa mientras que los títulos de deuda emitidos bajo esta figura tienen como respaldo el patrimonio independiente que se ha definido en el contrato.

A este respecto, UTE ha utilizado fideicomisos para captar inversión privada. Por ejemplo, en el caso de la generación eólica, en proyectos particulares (Pampa, Arias, y próximamente Valentines) ha generado fideicomisos financieros para emitir certificados de participación. Allí han participado inversores minoristas y las AFAP.

Por otra parte, las Intendencias Departamentales también han emitido Fideicomisos para Obras de Infraestructura. En ese marco, por ejemplo, se han financiado obras, y/o se financiarán en el futuro por la Intendencia de Canelones (con activos subyacentes distintos tributos que recauda el gobierno departamental), o la Intendencia de Montevideo, creando el Fondo Capital, autorizando la constitución de un Fideicomiso Financiero para obtener los recursos (vía securitización de los activos del fondo provenientes de la recaudación del Sistema Único de Cobro de Ingresos Vehiculares). Otras intendencias han utilizado este mismo mecanismo, dentro de las que se incluyen Florida o Paysandú, también con el objetivo de desarrollar infraestructura.

En cuanto al sector privado, también en el caso de los parques eólicos, es posible que un parque sea propiedad de un conjunto diverso de inversores privados que poseen Certificados de Participación de un Fideicomiso Financiero de Oferta Privada. Esto ocurre en algunos parques en desarrollo en el país.

En cuanto a los actores privados en el sector de transporte, al respecto de las PPP viales que se esperan en el futuro, se espera que la porción de deuda senior se financie con un Fondo de Deuda Senior para Infraestructura en Uruguay, estructurado como fideicomiso. El fideicomiso será gestionado por una subsidiaria de CAF (Banco de Desarrollo de América Latina), la empresa uruguaya CAF-AM Administradora de Activos Uruguay S.A. Dicho fondo se espera otorgue créditos o adquiera deuda. La emisión de certificados de participación ha sido realizada en Unidades Indexadas, por aproximadamente US$ 350 millones, adquirida en su totalidad por inversores institucionales (AFAP y BSE).

ii) Deuda Corporativa Extrabursátil

Al respecto del mercado de financiamiento privado extra-bursátil, en el mercado participan la Banca Nacional o Doméstica y la Banca Internacional.

Al respecto de la Banca Comercial Nacional, la circular 2135 del 7 de febrero de 2013 del BCU establece en su artículo 204 topes de riesgos crediticios en el sector no financiero privado. Sobre este tema se profundiza en el próximo apartado. Básicamente, existen topes al riesgo que un Banco puede asumir en referencia al total de créditos concedidos a una empresa o grupo económico.

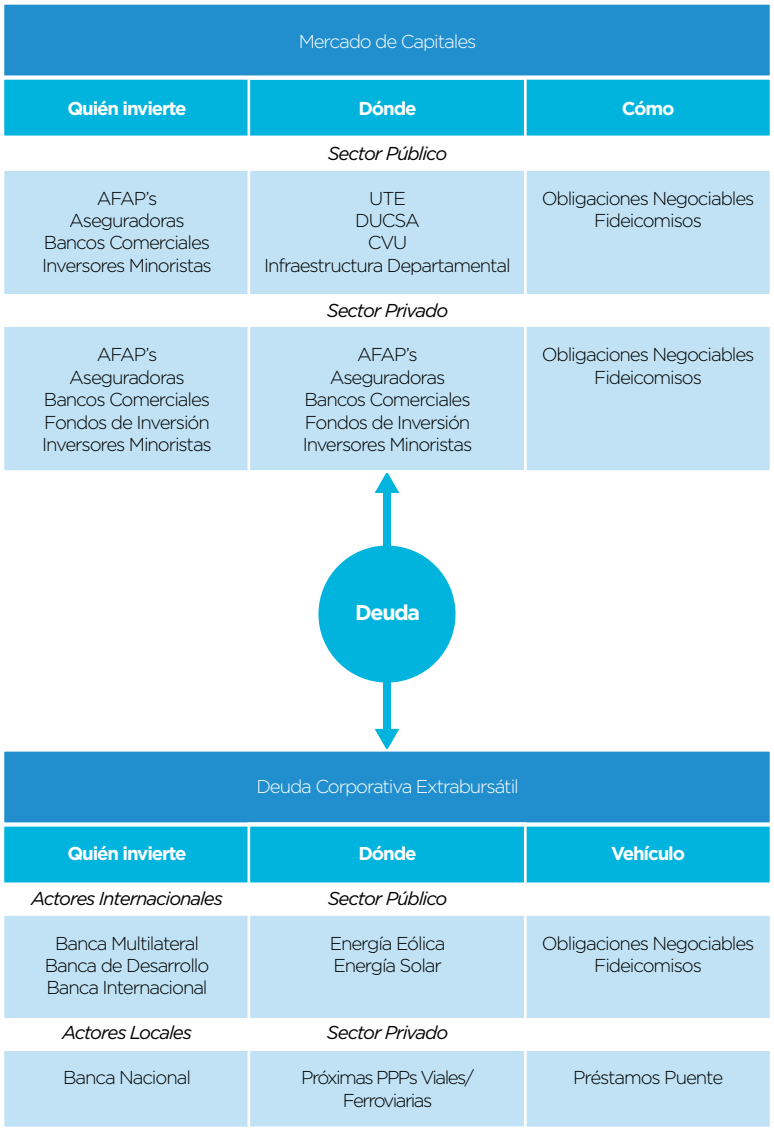
Al respecto de la Banca Internacional, cuando se trata de proyectos con retornos en dólares tienen un espacio de actuación razonable. Cuando el retorno es en Pesos Uruguayos o Unidades Indexadas, como en el caso de las PPPs que se desarrollarán en el corto plazo, aparece el riesgo cambiario como uno de los principales desafíos. Estas limitantes han generado la necesidad de desarrollo del vehículo de deuda senior explicitado previamente.

En este marco, el financiamiento de la Banca Internacional a infraestructura en el pasado reciente se ha concentrado en proyectos cuyo retorno se espera en dólares y la participación de la banca nacional ha estado supeditada a los préstamos puente o préstamos de corto plazo.

En el caso de proyectos en el sector de generación de energía, los desarrolladores privados del sector eólico y solar han utilizado principalmente Banca Multilateral y de Desarrollo (BID, Banco Mundial, CAF, EXIM de EEUU, FMO de Holanda, KFW y DEG de Alemania, EKF de Dinamarca, DNB de Noruega, entre otros), Banca Internacional o su filial local (Santander, Citigroup, BBVA, Deutsche Bank, entre otros) y el BROU, estructurando con plazos de hasta 18 años, con estructura de deuda subordinada de hasta 10 años. En generación a partir de Biomasa, también se han utilizado préstamos de Banca de Desarrollo y Banca Internacional (por ej. BID y Finnerva en Montes del Plata), en el marco de inversiones más importantes en plantas de celulosa.

Resumen Deuda

El siguiente esquema resume cuáles son los participantes privados invirtiendo en infraestructura en el país, en cuál sector y a partir de qué vehículo de deuda específico.



2.4.2 Capital

Al momento de desarrollar este trabajo, el mercado de acciones y fondos cotizados en infraestructura es apenas incipiente. En general, el *Equity* es invertido directamente, por medio de la participación de las empresas, constructoras y de otros rubros, en obras de infraestructura

En energía, en generación eólica particularmente, el *equity* representa en promedio aproximadamente un 20% del total de la transacción. Han participado empresas internacionales como Akuo Energy, Grupo Cobra, Sowitec Group, San Jose Group, Corporación América, Contreras Hermanos, Eletrobras, así como empresas internacionales con filiales locales, como Abengoa, o grupos de empresarios locales como Grupo Otegui.

En generación solar, por otra parte, y, por ejemplo, la empresa Solar Farm SRL, La Jacinta, es una empresa propiedad de Fotowatio Renewable Ventures (FRV). Alto Cielo SA, por otra parte, o Parque Fotovoltaico Tomás Gomensoro, es un proyecto generado por la española Solarpack, que luego vendió el proyecto a SunEdison, que ha adquirido el proyecto con el objetivo de incorporarlo a su recién anunciada Yieldco de mercados emergentes, TerraForm Global. Finalmente, Raditon es propiedad de Tecnogroup, un conglomerado de empresas uruguayas, en asociación con Sky Solar Holdings Ltd., una compañía global basada en Hong Kong, que participa en proyectos de energía renovable en diferentes regiones.

En el sector de generación de energía a partir de Biomasa, en el caso de Montes del Plata, el 40% fue aportado por los socios accionistas en partes iguales y un 60% mediante préstamos de entidades financieras ya mencionadas. En emprendimientos más pequeños, como el de Liderdat SA, o Energía Limpia Paysandú, este asunto parecería cambiar. La antepuesta es una empresa cuyo capital accionario pertenece en partes iguales a dos firmas: Azucarera del Litoral S.A. (Azucarlito) y Coraldim S.A. Esta última es una sociedad anónima compuesta por un grupo de empresarios uruguayos provenientes de distintos sectores de la actividad económica, básicamente de los sectores eléctrico, informático, textil, comercio, metalúrgico, químico, transporte y financiero, que se han asociado para invertir en este proyecto como estrategia de diversificación del riesgo.

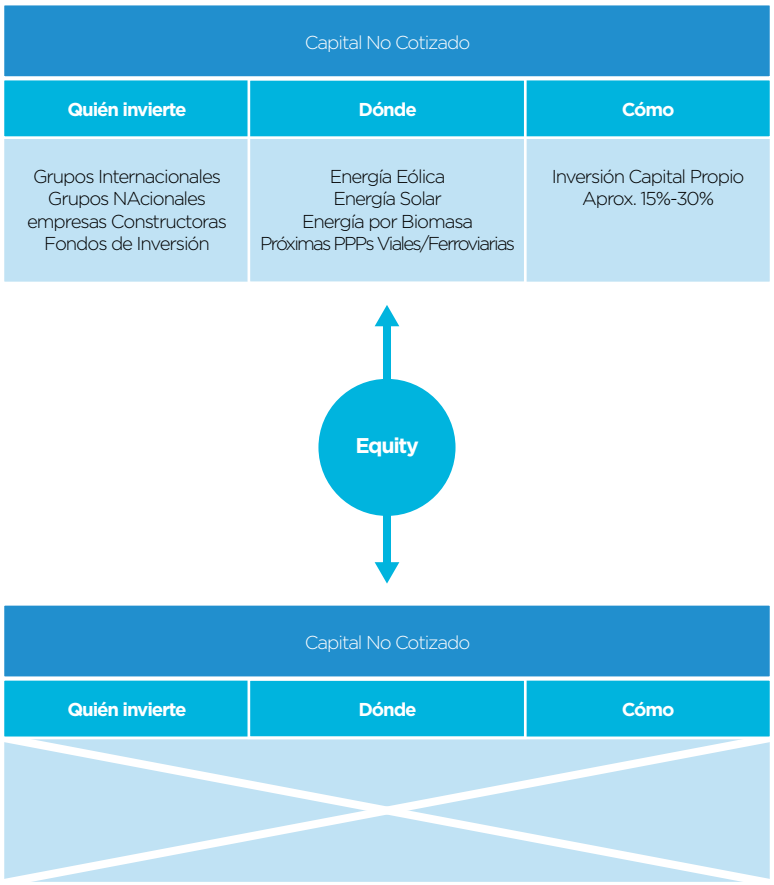
Por último, al respecto del transporte de gas, en enero del 2003 llega por primera vez el gas natural a Montevideo desde la República Argentina. Se utiliza la infraestructura de la empresa adjudicataria de la producción de gas manufacturado, en ese momento propiedad del Grupo Gaz de France. Al retirarse esta empresa de América del Sur en 2006, se firma el acuerdo entre Gaz de France y Petrobrás por la compra del 51% del paquete accionario. En la actualidad, la empresa Montevideo Gas pertenece en su totalidad a esta última. Para el corto plazo se estiman inversiones relativamente pequeñas, tales como el cambio del parque de medidores antiguos, mejoras en los sitios de medidores colectivos, ayudas comerciales aumentando las extensiones de la red de acuerdo a los intereses comerciales.

En cuanto al sector de transporte, Grinor, empresa vial del Grupo Saceem, en consorcio con la española Sacyr, recibieron la adjudicación provisoria para reconstruir las rutas 21 y 24 que conforman el principal corredor de tránsito del litoral Oeste. La licitación internacional adjudicada a la empresa uruguaya comprende el diseño, construcción, financiamiento, operación y transferencia del proyecto "Corredor Vial 21-24", que constituyen el principal corredor de acceso al puerto de Nueva Palmira sobre el Río Uruguay.

El consorcio conformado por Grinor y Sacyr será responsable de ejecutar las obras de 190 kilómetros de ruta y de su mantenimiento por 20 años. Al momento de desarrollo de este trabajo, el cierre financiero del proyecto aún no se encuentra generado. No obstante, se espera que aproximadamente el 80% se financie con ONs, que se estima sean adquiridas en su gran mayoría por las AFAPS. Paralelamente, 15% restante sería financiado con deuda corporativa, posiblemente en partes iguales por cada parte del consorcio y un 5% con deuda subordinada.

Resumen Capital

El siguiente esquema resume cuáles son los participantes privados invirtiendo en infraestructura en el país, en cuál sector y a partir de qué vehículo específico.



2.4.3 Estimaciones Preliminares

Estimaciones iniciales, considerando los datos revisados en los apartados anteriores, sin contar las inversiones que el sector privado realiza en construcción y mantenimiento de plantas de generación por biomasa, al mantenimiento de la red de transporte de gas natural, y a la distribución de combustibles líquidos, el sector privado ha sido responsable por el financiamiento de aproximadamente el 47,6% de la infraestructura analizada en el último quinquenio.

Asumiendo que la totalidad de lo obtenido por las obligaciones negociables emitidas por UTE se destinó a infraestructuras, el mercado de capitales fue responsable por aproximadamente el 19,6% del financiamiento. Paralelamente, asumiendo que al menos el 60% de las inversiones privadas portuarias y en exploración de hidrocarburos se financiaron con deuda corporativa extrabursátil, el peso de este vehículo habría alcanzado el 58,9%, y la deuda en el total del financiamiento alcanzaría el 78,5% (incluyendo lo obtenido por el mercado de capitales). Por diferencia, el capital no cotizado habría representado el 21,5% del total del financiamiento privado en la infraestructura analizada.

Capital Privado / 100% /			
Deuda / 78,5% /		**Capital / 21,5% /**	
Mercado de Capitales / 19,6% /	Deuda Corporativa Extrabursátil / 58,9 % /	Capital No Cotizado / 21,5% /	Capital Cotizado / 0% /

2.5 Impacto del Contexto y Marco Regulatorio

Uruguay es generalmente reconocido por ser un país estable desde el punto de vista político, jurídico y social. Es líder en América Latina en índices de democracia, prosperidad, estado de derecho y baja corrupción. Está muy bien ubicado, asimismo, en mediciones de libertad de prensa, indicadores de gobernanza, paz y libertad económica.

En este marco, existen una serie de incentivos para el desarrollo de inversiones que posiblemente estén beneficiando el financiamiento privado en infraestructura. Dentro de los temas transversales que deben contemplarse se incluyen: igualdad de trato para inversores extranjeros y locales; libre mercado de cambios; sistema impositivo único en todo el territorio; no se exige contraparte local, ni autorización ni registro previo; no hay restricciones para la repatriación de utilidades; y no hay límite para la dotación de capital extranjero en las empresas. En el presente, además, es un país con grado inversor ratificado por las principales calificadoras crediticias.

En este contexto, buena parte de los incentivos para desarrollar infraestructura están asociados a la escala y marco regulatorio. El primero de los puntos anteriores se profundiza en el apartado siguiente. Al respecto del marco regulatorio, deben considerarse ciertos asuntos que pueden estar promocionando y restringiendo la inversión en el sector.

En primer lugar, al respecto de la promoción, Uruguay cuenta con legislación que genera estímulos de orden general y de orden específico para el desarrollo de proyectos. Dentro de los primeros aparecen los previstos por la Ley de inversiones, las zonas francas, el régimen de puerto y aeropuerto libre, los contratos de participación público-privada, los parques industriales y la admisión temporaria.

En cuanto a la ley de inversiones, los beneficiarios que aplican al régimen pueden obtener exoneraciones al Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas, al Impuesto al Patrimonio, al Impuesto al Valor Agregado a la importación, entre otros. En cuanto a los estímulos a inversiones específicas, hay beneficios particularmente sustantivos a la inversión en la producción de biocombustibles, generación de energía renovable e hidrocarburos.

Esta legislación ha sido de particular utilidad para el financiamiento de infraestructura en Uruguay, en particular para el sector energético. De acuerdo a lo estipulado por la misma, una empresa de cualquier rubro puede invertir en infraestructura, y obtener exoneraciones fiscales en el desarrollo de su negocio, aunque el giro sea diferente.

En este marco, la inversión tendría los beneficios asociados a la renta que pueda obtenerse de la infraestructura en la que se invierte, pero también a las exoneraciones de impuesto asociadas a la actividad de la empresa que realiza la inversión. Mediante esta Ley y sus Decretos reglamentarios, así pues, el Estado estaría promoviendo la inversión por vía de una disminución de la recaudación. Es una alternativa a que el propio Estado invierta lo recaudado, promoviendo el desarrollo del sector privado en este sentido.

Al respecto del sector de transporte, por otra parte, la Ley 15.637 del 28 de setiembre de 1984 fue importante para la canalización de inversión privada en el pasado. La misma explicita que el Poder Ejecutivo puede otorgar concesiones para la construcción, conservación y explotación de obras públicas a personas físicas o jurídicas, privadas o públicas, a sociedades de economía mixta, habilitando al concesionario a percibir tarifas de los usuarios de la obra. La concesión de obras públicas se acuerda por un plazo determinado, y la fijación de las tarifas queda reservada exclusivamente a la Autoridad Concedente, que podrá hacerlo por iniciativa propia o a propuesta del concesionario si ésta se considerare fundada. En este marco legal es que se han desarrollado algunas de las inversiones privadas citadas en apartados previos, en puertos y aeropuertos. En el presente, paralelamente, la Ley Nº 18.786 del 19 de julio de 2011 establece el marco regulatorio aplicable al régimen de Contratos de Participación Público-Privada (PPP), y sobre esta base se pretende se canalice la inversión privada en proyectos de infraestructura vial en el futuro.

Sin embargo, también existe una serie de restricciones para que exista una mayor penetración del financiamiento privado en el sector de infraestructura. Una de las principales está asociada a la normativa bancaria establece topes al riesgo que las instituciones domésticas pueden asumir al respecto del total de créditos concedidos a un mismo grupo económico, según su responsabilidad patrimonial neta.

La legislación explicita lo siguiente: “Las instituciones podrán asumir por cada persona física o jurídica o por cada conjunto económico, (...) riesgos crediticios por hasta el 15% de su responsabilidad patrimonial neta (...) En el caso de riesgos asumidos con personas jurídicas calificadas en una categoría no inferior a BBB+ o equivalente, el porcentaje a que refiere el inciso anterior será de hasta el 25%. Si se tratase de un conjunto económico en el cual al menos un integrante del mismo esté calificado en una categoría no inferior a BBB+ o equivalente, el tope será de hasta el 25%, debiéndose respetar los límites individuales para cada

una de las empresas que conforman el conjunto. (...) Los riesgos asumidos dentro de una línea de crédito otorgada por la casa matriz podrán ser de hasta el 35% de la responsabilidad patrimonial neta (...)". En resumen, existen topes al riesgo que un Banco puede asumir en referencia al total de créditos concedidos a una empresa o grupo económico. Ello restringe las posibilidades de los desarrolladores de endeudarse con el sector bancario doméstico.

Paralelamente, debe considerarse la normativa BCU que refiere a cómputo de garantías. Actualmente, el BCU no considera como garantía computable el "Project Finance" ni tampoco los flujos a generarse por un contrato PPP. Ello aumenta la previsión que deben hacer las instituciones, encareciendo toda la operación.

Esta clase de problemas podría ser solucionada con préstamos sindicados o créditos sobre bancos internacionales (casas matrices), y banca de desarrollo. Esta ha sido la forma de afrontar este reto, particularmente en energía, como fuera explicitado en apartados anteriores. Sin embargo, en proyectos cuya rentabilidad sea esperada en Pesos Uruguayos o en Unidades Indexadas, como se espera sean las próximas PPPs, esto pasa a ser un reto particular. No existen, en la actualidad, instrumentos de cobertura que vuelvan viable esta clase de proyectos. En este marco, es que aparece el lugar para el desarrollo del Fondo de Deuda Senior de Infraestructura al que se hacía referencia.

3. Perspectivas de Inversión Privada en Infraestructura en Uruguay

3.1 Perspectivas de Inversión

De acuerdo a lo explicitado en el Proyecto de Presupuesto Nacional 2015-2019, en la exposición de motivos, el Gobierno de Uruguay considera que una adecuada provisión de servicios de infraestructura es fundamental para consolidar un patrón de crecimiento de largo plazo.

Al respecto, se ha desarrollado un Plan Quinquenal de Inversión en Infraestructura 2015-2019 que contempla, entre otros, US$ 4.230 millones de inversión prevista en energía, US$ 2.360 millones en vialidad, US$ 550 millones en puertos, US$ 360 millones en transporte ferroviario y US$ 550 millones en Agua y Saneamiento. Sumando otros sectores, se espera ejecutar US$ 12.370 millones en infraestructura, que en términos anualizados representa aproximadamente un 5% del PIB (utilizando el PIB de 2005), y se espera que el sector privado financie el 34% del total.

En el caso de energía, UTE espera invertir aproximadamente US$ 1.370 millones con recursos propios, sin embargo, se están estructurando iniciativas en materia de transmisión y distribución por US$ 460 millones con otro formato. Las iniciativas incluyen una segunda conexión de 500kV de salida desde la central Punta del Tigre y el Cierre de Anillo en 500kV en el norte del país, entre otros proyectos. Para su realización, UTE prevé involucrar al sector privado en la obra a través de un leasing operativo.

En cuanto la generación de energía se estiman inversiones de al menos US$ 1.300 millones de en generación eólica. Esta cifra incluye los proyectos Arias, Pampa, Valentines y Andresito, en los que UTE participa en forma minoritaria, así como el proyecto Palomas, a ejecutarse por una empresa de construcción privada bajo la modalidad de leasing operativo. Paralelamente, se esperan inversiones por US$ 340 millones en generación solar fotovoltaica y 100 millones en proyectos de biomasa, totalizando 1.740 millones de dólares de inversión en energías renovables no tradicionales. Al igual que en períodos anteriores, la modalidad de contratación de la energía generada continuará siendo mediante acuerdos de compra de energía, o PPA por sus siglas en inglés.

En cuanto al sector de transporte vial, se prevé la ejecución de US$ 2.360 millones, de los cuales US$ 740 millones, entre 7-8 proyectos, se espera se desarrollen bajo modalidad de participación público-privada, y US$ 30 millones continúen bajo la concesión de las Rutas 5 y Ruta 8 actuales.

Paralelamente, a nivel portuario, se espera un total de inversiones de US$ 550 millones, de los cuales aproximadamente se estima que US$ 200 millones sean desarrollados por el sector privado. En particular, en esta cifra se incluyen dos proyectos de inversión que se concretarán en el período: el emplazamiento de una terminal granelera especificada por parte de Obrinel en el puerto de Montevideo y la ampliación de la terminal portuaria de Corporación Navíos en Nueva Palmira.

Finalmente, a nivel ferroviario, se espera un total de US$ 360 millones, en el cual se incluye un proyecto de participación público privada por US$ 90 millones para rehabilitar y mantener 140km del Ramal Fray Bentos.

3.2 Barreras a la Inversión Privada

La presente sección presenta un análisis de información recopilada de entrevistas y diálogos realizados a diferentes actores del sector público y sector privado en 2016 en Uruguay.

El desarrollo de los proyectos energéticos es probable sigan por el camino recorrido, con los mecanismos explicitados. Los proyectos relativamente pequeños es probable que continúen llamando la atención de inversores locales, considerando la firma de PPAs con UTE, y la legislación de promoción de inversiones. Si no es el caso, el amparo por la Ley de Inversiones es esperable que continúe tentando a inversores locales en otros giros. De la misma forma, inversores extranjeros, a través de empresas dedicadas a este sector, suelen participar, y no se descarta que lo sigan haciendo como estrategia de diversificación. Tiene sentido asumir que se seguirá utilizando la deuda corporativa con Banca Internacional para estos asuntos, complementando con Banca Nacional y mercado de capitales mediante los vehículos analizados.

Los principales desafíos aparecen en el desarrollo de PPPs, que incluirá los proyectos viales y ferroviarios mencionados. En este sentido, Uruguay ha necesitado pasar por un proceso de aprendizaje, que se ha traducido en un largo período para la primera adjudicación de las rutas 21 y 24, aún en búsqueda de cierre financiero al momento de desarrollar este análisis. Se espera que, a partir de la misma, y de cambios regulatorios realizados, se pueda generar una mayor celeridad en el desarrollo de estas iniciativas. No obstante, sigue siendo un proceso incipiente, con actores con poca experiencia a nivel general en esta clase de proyectos, tanto en el sector público como el sector privado.

A continuación, se exponen una serie de riesgos que se verifican para el desarrollo de los proyectos mencionados. Los primeros 4 hacen referencia a la porción de deuda en estos proyectos y los últimos dos a la porción de capital.

3.2.1 Desafíos en la Porción de Deuda

i) El Riesgo Cambiario

Uno de los principales problemas que se ha presentado es que los nuevos proyectos PPP han sido armados por el Gobierno en moneda local. Aunque se utilicen Unidades Indexadas para atacar, al menos en parte, el riesgo asociado al aumento de precios, no hay cobertura para el riesgo de devaluación del peso uruguayo. Parte del éxito en el cierre de proyectos energéticos en la última década, es que los contratos PPA se realizaban en Dólares Americanos, facilitando el financiamiento a través de la misma moneda con banca internacional, por tener mitigado el riesgo cambiario.

En el marco de un país que muestra una moneda variable, esto puede transformarse en un desafío importante para el paquete de proyectos que se espera implementar bajo esta modalidad. Se pueden hacer swaps/hedge de monedas para asegurar este riesgo, pero se llega como mucho a los 10 años, además de encarecer el esquema.

ii) Participación de la Banca Local

Un desafío, asociado al anterior, tiene que ver con la porción de deuda necesaria en estos proyectos, donde generalmente, a nivel internacional, se espera la participación de la Banca Comercial local, dado el marco del financiamiento en moneda uruguaya. El problema es que la misma no cuenta con suficiente capital para financiar todas las obras.

Uruguay es un país particularmente dolarizado, aunque se estén realizando esfuerzos en cambiar esta realidad. La banca comercial, en este contexto, no tiene incentivos para ofrecer depósitos a largo plazo a precios atractivos. Los depósitos suelen estar concentrados en personas físicas con perfil conservador, probablemente con requerimientos altos de liquidez. En Uruguay, los ahorristas suelen tener cajas de ahorro, si son algo más sofisticados pasan a plazo fijo, y si son relativamente muy sofisticados se pasan a bonos. Considerando la regulación según calce de depósitos, mientras la banca comercial tenga obligaciones a corto plazo, no va a prestar a largo plazo. Los préstamos tienen plazos de 7 u 8 años, máximo 10 años en el caso del BROU.

Además, el anterior no es el único inconveniente. Este sector no cuenta con experiencia en Project Finance, sólo en sus casas matrices. En este marco, los sponsors pueden elegir no mostrar sus modelos financieros, disminuyendo la confianza y por consiguiente el apetito de la Banca por estos proyectos. Lo antepuesto, sumado a la normativa mencionada en apartados anteriores, que establece tope por grupo económico, limita la participación de estos agentes. Aunque es normativamente posible que la Sociedad de Propósito Específico se pueda aislar del grupo económico, con los topes basados en su propio capital, esto es difícil que ocurra en la práctica, y se usan los ratios del grupo que participa. Esta limitante es seria si se considera que se espera lanzar los proyectos mencionados en apartados anteriores de una forma relativamente simultánea.

Así pues, el rol de este sector está mayormente supeditado al armado de préstamos puente, básicamente Working Capital. Pueden entrar en la construcción, pero los sponsors deben encontrar compromiso posterior. En el pasado, las AFAPs no podían financiar compromisos de integración a futuro. Ahora, en base a un cambio regulatorio realizado los fondos de pensión pueden estructurar con compromiso de integrar una vez que esté terminada la obra. Ello abre la puerta a una mayor participación de estos agentes.

iii) Participación de los Inversores Institucionales

Sin embargo, las AFAPs, de la misma forma que la Banca Comercial local, tienen poca experiencia en el análisis de esta clase de proyectos. Tienen dificultades para analizar si lo que aparece representa una oportunidad. Para responder a lo antepuesto, se ha resuelto armar el Fondo de Deuda Senior mencionado, con participación de las AFAPs y de CAF. El Fondo de Infraestructura es útil ya que CAF ofrece sus capacidades técnicas de análisis y algo de participación, para que sea más razonable la entrada de los fondos de pensión. Como normalmente ocurre, el rol de las AFAPs se espera se concentre en la etapa de post-construcción. No están dispuestos a asumir el riesgo de construcción.

iv) Desarrollo del Mercado de Capitales

Finalizando con los desafíos asociados a la porción de deuda, por último y, por otra parte, no está claro que exista un mercado de capitales en moneda local lo suficientemente desarrollado. Allí se espera la participación, de acuerdo a lo ya explicitado, de los fondos de pensión, pero la capacidad de intervención de inversores minoristas no se espera que sea sustantiva. El inversor local no está acostumbrado a invertir en esta clase de activos, como se explicaba en párrafos anteriores. Si es lo suficientemente sofisticado como para invertir en el mercado, se concentra en la oferta Estatal. El Estado es una buena marca para el inversor en Uruguay. Eso no significa que este comportamiento se mantendrá constante en el tiempo, y que entonces no se amplíe, pero es un cambio que se espera sea al menos paulatino.

En este marco, el Gobierno intenta incentivar la mayor participación del sector privado. Se obliga a que una parte de las emisiones de títulos públicos tenga un tramo minorista. Una nueva regulación impone que un porcentaje de las inversiones de las AFAPs tienen que ser emitidas con un tramo de estas características. El cambio en el comportamiento del ahorrista uruguayo, y sólo hasta cierto punto la escala, es probable que tarde un tiempo considerable, lo cual también dificulte la búsqueda del aporte de capital para proyectos de infraestructura, obstaculizando la participación de esta clase de inversores como parte del Equity.

3.2.2 Desafíos en la Porción de Capital

v) Tamaño y Experiencia de las Empresas de Construcción Locales

Al respecto justamente de la porción de capital, por otra parte, un primer desafío que debe destacarse es que las empresas constructoras locales, en su mayoría, pueden no tener capacidad financiera para afrontar estos proyectos. Se espera que los promotores, generalmente constructoras, sean las que incluyan en el proyecto un Equity de entre 15% y 30%. Esto representa un problema para el Estado Uruguayo como oferente de proyectos, considerando que proyectos muy grandes evitan la participación de empresas locales y proyectos demasiado chicos frenan interés de la Banca Internacional, que sólo parecen mostrar apetito por proyectos de al menos US$ 80-100 millones.

Asimismo, la mayoría de las constructoras nacionales tampoco tienen experiencia en el desarrollo de proyectos bajo modalidad Project Finance. En este marco, la lógica de proyectos previos ha sido el apalancamiento del Equity, en base al margen de construcción, siempre y cuando los aportes iniciales no sean sustancialmente altos. Esos aportes pueden limitar la entrada de las empresas del mercado local. Empresas constructoras viales están acostumbradas a operar en base al avance de obra, financiando con Capital de Trabajo.

vi) Proyectos Bancables

En cuanto a la distribución de riesgos, las PPPs asociadas a las rutas se basan en los pagos que realiza el gobierno, a través del Ministerio de Transporte. Ello implica que se trata de un negocio con riesgo soberano. En el caso del PPP ferroviario, inicialmente, se propuso de otra forma. El organismo que pagaba era AFE, lo cual generó algunos inconvenientes iniciales.

Otro riesgo relevante es el asociado al cumplimiento, por parte del sponsor, de su contrato en alguna de las etapas. Si la empresa constructora tiene un problema intrínseco, incluso si otros riesgos inherentes como el de tipo de cambio generan un problema, y la empresa devuelve el proyecto, la legislación establece que debe llevarse adelante una licitación para reemplazarla. En ese caso no está claro qué agente se encargaría de pagar a los potenciales bonistas.

4. Conclusiones

En el último quinquenio, tomando los sectores de energía y transporte, aproximadamente el 48% de las inversiones fueron financiadas por el sector privado. Ello respondió, básicamente, a un fuerte desarrollo del financiamiento privado en el sector energético, mayor al 55%. En particular, a partir del 2013, el sector privado ha tenido un aumento sustantivo de su participación en infraestructura. Ha pasado de invertir aproximadamente un 0.4% en 2011 y 2012, a invertir un 1,5% promedio en los tres años posteriores. Es la participación de dicho sector la que explica el aumento de la inversión en infraestructura del entorno del 2% a más del 3% del PIB.

De acuerdo al plan propuesto por el Gobierno, se espera que el sector privado continúe financiando el 50% de los proyectos de infraestructura en energía y transporte, específicamente el 61% de los proyectos energéticos y el 34% de los proyectos de transporte. El desafío propuesto en términos del financiamiento privado de los proyectos energéticos está muy asociado a los logros del quinquenio anterior. El principal desafío está en el mayor desarrollo del financiamiento privado, que se espera pase del 10% al 34%, con un crecimiento sustantivo de dicha participación privada en proyectos viales, en el marco de una legislación de participación público-privada que recién comienza a mostrar resultados.

Para que ello pueda desarrollarse, aparecen una serie de desafíos para catalizar tanto deuda como capital privado. En el apartado anterior se hacen referencia a los mismos incluyendo retos asociados: al manejo del riesgo cambiario; a la participación de la banca local; a la participación de los inversores institucionales; al desarrollo del mercado de capitales; al desarrollo del mercado de construcción local; y al manejo de otros riesgos contractuales. El logro de los objetivos mencionados que el Gobierno de Uruguay se ha propuesto, particularmente la posibilidad de continuar profundizando la actividad del sector privado en el financiamiento de la infraestructura, dependerá del manejo de los temas antepuestos.

EL CASO DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA 2006 - 2016

1. Introducción

En el año 1990 en Uruguay había una potencia instalada de 1.571 MW, de los cuales el 76,3% correspondía a centrales hidráulicas y 22,3% a centrales térmicas fósiles. El restante 1,4% correspondía a generación por biomasa. Al año 2005 aumentó la potencia instalada a 2.049 MW, pero la distribución por fuente se mantuvo prácticamente incambiada, y los guarismos anteriores se encontraban en 75%-24,3%-0,7% respectivamente.

A partir de entonces es que comienza a cambiar la situación, en el marco de una política de diversificación. Desde ese año comienza un proceso de fortalecimiento, en primer lugar, de la participación de la potencia instalada para la producción de energía eléctrica en centrales térmicas a partir de biomasa. De 14,5 MW de potencia instalada en 2005 (0,7% del total) pasa a 424,6 MW en junio de 2016 (11,1% del total). Al respecto, mucho se debe a la participación de las fábricas de pulpa de celulosa, UPM (161 MW) y Montes del Plata (180 MW).

Sin embargo, el mayor cambio pasó a estar representado por el impulso que se dio a la generación de energía eólica en el país. En el año 2005 no había generación proveniente de esta fuente y en junio de 2016 pasó a 920 MW de potencia instalada, representando el 24,1% del total. Si a lo que está en operación se suman los proyectos en construcción se esperan 1.433 MW de potencia instalada al final de 2017.

En este caso se revisa la historia detrás de este crecimiento, con especial énfasis en los incentivos generados para promover el desarrollo del sector en el país, y cómo se posibilitó una sustantiva participación del sector privado en el financiamiento. Se muestran las condiciones que debieron existir, y las que hubo que generar, para potenciar dicha participación, incluyendo el fortalecimiento del marco legal y regulatorio específico al sector, la reglamentación de promoción de inversiones, la generación de información técnica relevante, y también una contraparte pública sólida en el marco de un contexto favorable.

Además, se muestran los procesos a partir de los cuales el Gobierno Uruguayo convocó al desarrollo de proyectos privados, y cómo potenció su participación a partir del financiamiento de proyectos públicos.

Se discute cómo ambos participantes, tanto el sector público como el privado, fueron generando experiencia en este proceso, en el desarrollo de los contratos y el relacionamiento de las partes. De la misma forma, se explicitan cuáles agentes fueron los finalmente seleccionados para la participación privada en el financiamiento, mediante qué vehículos, y sus principales incentivos. Finalmente, se discuten y resumen las principales buenas prácticas y lecciones aprendidas.

2. Primeros Pasos

En 2005 se comienza discutir la política energética del país para 2005-2030, que termina siendo avalada por una comisión multipartidaria donde participaron los partidos políticos con representación parlamentaria.

El objetivo general de la política incluía la diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables. Dentro del subsector eléctrico, los objetivos particulares incluían desarrollar un cronograma de incorporación de generación eléctrica con horizontes de corto, mediano y largo plazo, identificándose la meta para cada tipo de fuente a incorporar y la modalidad de cada inversión.

En 2008 se aprueba la política con un claro objetivo de diversificación y el objetivo particular de lograr 300 MW de potencia instalada de energía eólica para 2015. Este guarismo se revisa posteriormente y se propone el objetivo de 1.200 MW de dicha fuente para el año antepuesto.

Para poder alcanzar este objetivo, un antecedente relevante fue el Programa de Energía Eólica en Uruguay (PEEU), el cual resulta de una iniciativa conjunta del Gobierno Nacional con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), ejecutado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección de Energía (DNE), y financiado por el Fondo Global Para el Medio Ambiente (GEF). El PEEU inició sus actividades en julio de 2007, finalizando en junio de 2013.

El objetivo de dicho proyecto incluía contribuir a la eliminación de las barreras, que existían al momento de su concepción, para el desarrollo de las inversiones en energía eólica comercialmente viables en el país. Las actividades propuestas debían eliminar las barreras para la adopción de la energía eólica en la generación de electricidad en Uruguay, incluyendo las políticas, las asociadas a las capacidades, las de información y las tecnológicas.

Dentro de las barreras políticas se englobaban las referidas a: la transparencia de las regulaciones, al respecto del acceso a la red y al despacho; un marco de política habilitador para el desarrollo de los proyectos (por ejemplo, bajo PPA); el desarrollo de estándares técnicos, códigos de construcción y de electricidad; y guías medioambientales para sistemas de energía eólica, entre otros.

En cuanto a las capacidades, se identificaban desafíos al respecto de las habilidades entre actores de sector público (DNE y UTE) y privado para implementar inversiones en el sector, la falta de mandato dentro de UTE para promover y desplegar sistemas de energía eólica, y la comprensión limitada sobre la implementación y operación de tecnología eólica en Uruguay. Por otra parte, en cuanto a la información, se visualizaba cierta insuficiencia al respecto del potencial de viento, y tecnológicamente faltaban equipos técnicos y recursos financieros para obtener información sobre vientos y hacerlos disponibles para las partes interesadas en inversiones futuras.

Una vez terminado el proyecto el estado de las barreras antepuestas fue modificado. Entre otras actividades, en primer lugar, las barreras político regulatorias fueron atacadas mediante la generación de: un marco legal y regulatorio habilitante para instalar y operar aerogeneradores conectado al sistema interconectado con acceso a la red y despacho preferencial; y estándares técnicos y códigos de construcción y de electricidad en la UTE. Además, al respecto del modelo de negocios, tanto las instituciones estatales DNE y la UTE, como los privados, desarrollaron capacidades para implementar inversiones en el sector. En cuanto a la información, se generó un sistema de información sobre energía eólica en operación que ha dado suficiente información sobre el potencial eólico para los desarrollos actuales. Más allá de lo anterior, fue un apoyo valorado para la ejecución de la planificación de corto, mediano y largo plazo del sector expuesta previamente.

3. Ajuste de la Legislación

Dentro de los puntos antepuestos, para posibilitar el desarrollo del sector fue particularmente fundamental el ajuste de la legislación. Al respecto, se hicieron una serie de modificaciones tendientes a promover dicho desarrollo.

El marco legal vigente ya estaba compuesto por un conjunto de leyes y decretos, algunos genéricos para todos los generadores de energía eléctrica, y otros más específicos para los generadores eólicos, y/o de otras fuentes renovables. Los primeros incluían: la Ley Nacional de Electricidad; la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico; el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional; el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional; el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica; el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica; el Decreto que establece contratos de compra de energía eléctrica a precio fijo.

En este marco, debe hacerse especial mención al Artículo 298 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que explicitaba que, si se disponía que la compra de parte del suministro de los Participantes Consumidores o de determinado tipo de Participante Consumidor, se cubriera con energías renovables no convencionales, se debía realizar una licitación pública internacional, a fin de adjudicar un contrato especial para la instalación de la generación con dichas energías. Ese artículo especificaba que, en el caso de un Distribuidor, el costo de dicho Contrato Especial era considerado trasladable a tarifas. Así, esta legislación especificaba que los potenciales contratos con los desarrolladores terminarían siendo pagados por los consumidores y el riesgo de que no se comprara la energía al precio determinado por los contratos era prácticamente nulo. Claramente, ésta era una ventaja que existía en la reglamentación uruguaya para el desarrollo de proyectos eólicos.

Sin embargo, además se generaron ciertos cambios. Para poder desarrollar el mercado fue necesario generar un marco legal que considerara aspectos técnicos y contractuales, medioambientales e impositivos. Entre otros, se encontraban: Decretos que encomendaban a UTE promover, a través de un procedimiento competitivo, la realización de contratos de energía eólica con privados por una potencia nominal determinada (a partir de 2006); Decreto para establecer condiciones para quienes aporten datos de series de vientos para la realización del Mapa eólico del Uruguay dentro del Convenio entre el MIEM y la Universidad de la República; Decreto para establecer las condiciones particulares de despacho para la energía eólica; Decreto para establecer la metodología de despacho de las centrales eólicas; Decreto con modificaciones respecto a la documentación a presentar para obtener la Autorización de Generación conectada al S.I.N otorgada por el Poder Ejecutivo; Ley para modificar el período máximo de arrendamiento de inmuebles que tengan como destino la generación de energía eléctrica, fijando un máximo de 30 años. Todos los anteriores fueron necesarios para promover el desarrollo del sector que se fue generando en el período analizado.

Por otra parte, al respecto de la Normativa Medioambiental y de Ordenamiento Territorial, entre otras, ya existía una Ley de Prevención y Evaluación del Impacto Ambiental, con un Decreto Reglamentario. A eso se agregó legislación sobre acceso a los sitios para la explotación de la energía de fuente eólica ("servidumbre eólica").

Por otra parte, también debe mencionarse la legislación general que promociona las inversiones en el país, y la específica para incentivar el desarrollo eólico. En Uruguay existía una Ley de Promoción y Protección de Inversiones, y un Decreto que establecía exoneraciones de IVA e IMESI, y devolución de IVA en ciertas condiciones. En el marco de dicha legislación, existe desde 2007 un decreto, que luego fue modificado en 2012, que establece determinados criterios para poder obtener beneficios fiscales para todas las inversiones en Uruguay: generación de empleo, descentralización, aumento de exportaciones, incremento de valor agregado nacional, utilización de tecnologías limpias, incremento de investigación y desarrollo e innovación (I+D+i) e impacto del proyecto sobre la economía. En particular, esta legislación fue útil porque podía utilizarse la inversión en eólicas puntuando en el indicador de tecnologías limpias, y así obtener beneficios fiscales en otras actividades particulares de las empresas. Este punto se analiza en detalle en apartados posteriores.

Paralelamente, existe, en particular al sector estudiado en este caso, desde 2009, un Decreto que promueve, al amparo de la ley antepuesta, y de forma específica, un conjunto de actividades entre las que se encuentran la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales y la fabricación nacional de maquinaria y equipos con destino a ésta y otras actividades vinculadas, brindando mayores beneficios que la anterior en determinadas condiciones. En proyectos para los que el ingreso y las rentas fueran generados principalmente por la actividad de generación por las fuentes previas, había exoneraciones sustantivas. Eso mejoraba el potencial beneficio de planes de negocio de proyectos particulares dedicados a la generación eólica.

4. Llamados y Participación Privada Directa

Antes del primer decreto que encomendaba a UTE, a través de un procedimiento competitivo, a promover la generación de contratos por una potencia determinada, había muy pocas plantas de generación eólica en operación. Con todo el marco legal y reglamentario antepuesto es que el Estado uruguayo comienza a promover el desarrollo del sector.

En el año 2006 se dispuso dicha promoción a través de un primer llamado piloto por pocos MW, para generadores a partir de fuentes renovables en el territorio nacional, incluyendo la posibilidad de desarrollar proyectos eólicos. Las condiciones generales fueron expuestas en el Decreto 77/006 (y posteriores - 397/007, 296/008 y 299/008) e instrumentadas a partir del llamado a licitación pública P35404 desarrollado por UTE.

La empresa Agroland ya tenía, previamente, un parque pequeño de 0,5 MW, por fuera de dicha convocatoria, y participa de ese llamado para generar una a 18 MW, que comenzó a operar en 2008 con 4 MW y alcanzó la totalidad de los 18 MW instalados en 2013. Bajo esa misma convocatoria es que desarrollan otros proyectos, por ejemplo, Kentilux por 17,2 MW con entrada en operación en mayo 2010 con 10 MW. También a partir de este llamado, más adelante en el tiempo, comenzaron a operar la primera parte del complejo Pintado 1 (Luz de Mar), con 18 MW, y Pintado 2 (Luz de Loma) con 21 MW, ambos en 2014.

Luego de esta primera convocatoria de 2006 es que el 24 agosto 2009 se promulga el Decreto 403/009, modificado el 01 de febrero (por el Decreto Modificatorio 41/010), donde se encomiendan a UTE promover, a través de un procedimiento competitivo, la realización de contratos de energía específicamente eólica con privados por una potencia nominal de 150 MW. Aquí se optó por dejar para una segunda etapa el llamado a los 150 MW adicionales que debían completar la meta del momento asociada a 300 MW de potencia instalada para el año 2015.

En la convocatoria se recibieron 22 proyectos, correspondientes a 15 empresas, que totalizaron 950 MW ofertados. Se terminaron adjudicando 150 MW a las siguientes: Consorcio Venti, Fingano S.A. y Palmatir S.A. Los precios obtenidos rondaban 85-87 US$/MWh. A partir de esta convocatoria se terminan por poner en operación efectivamente 2 parques: Cuchilla de Peralta (Palmatir S.A.) con una entrada en operación en mayo de 2014; y Carapé 1 (Fingano S.A.) con su entrada en operación en Setiembre de 2015.

Posteriormente, mediante Decreto 159/011 del 6 mayo 2011 se encomienda a la UTE el desarrollo de un llamado por otros 150 MW adicionales. A través del procedimiento competitivo K41938, se establece la potencia final y adjudican contratos por 192 MW.

Al respecto, se recibieron 23 ofertas de 17 empresas por un total de 1.097 MW. En este caso, las mismas indicaron precios inferiores a los obtenidos en el procedimiento anterior, del orden de 63-67 US$/MWh. Allí había un incentivo para aquellas empresas que comenzaran a vender energía en el primer año, con precios superiores al antepuesto. Las empresas adjudicatarias fueron: Luz de Río S.A. (50 MW), Generación Eólica Minas S.A. (GEMSA - 42 MW) y Agua Leguas S.A (100 MW). A partir de esta convocatoria se terminan por poner en operación efectivamente los 3 parques: se completa Pintado 1 (Luz de Río S.A.) con 51 MW con entrada en operación en agosto de 2014; Minas 1 (GEMSA) con los 42 MW entrando en operación en septiembre de 2014; y CGEE Peralta 1 y 2 (Aguas Leguas) con 117,5 MW entrando en operación en octubre de 2015.

En base a este llamado se cumplía la meta de 300 MW de potencia instalada de fuente eólica para el 2015. Sin embargo, el 6 de diciembre de 2011, bajo el Decreto 424/011 se encomendó a UTE la celebración de contratos de fuente eólica para las empresas que presentaron ofertas en la anterior convocatoria (159/011) y no resultaron adjudicatarias. Bajo este Decreto, aquellas empresas que ofertaran el precio promedio de las ganadoras recibirían un contrato PPA.

Del total de empresas habilitadas, solamente una optó por no presentarse. En total se recibieron 13 iniciativas sumando 637,8 MW de potencia instalada. De éstas se adjudicaron 537,8 MW a 11 empresas: Polesine (50 MW), Estrellada (50 MW), Molino de Rosas (50 MW), Astidey (50 MW), R del Sur (50 MW), Noukar (50 MW), Vientos de Pastorale (49,2 MW), Tulifox (48,6 MW), Vengano (40 MW), Darinel (50 MW) y Ladaner (50 MW). De los anteriores, en la actualidad se encuentran en operación los siguientes parques: Florida I (Polesine) con 50,4 MW entrando en operación en Noviembre de 2014; Minas I (GEMSA) con los 42 MW entrando en operación en Septiembre de 2014; Talas de Maciel II (Astidey) con 50 MW entrando en operación en Febrero de 2015; Talas de Maciel I (Cadonal) con 50 MW entrando en operación en Julio de 2015; Melowind (Estrellada) con 50 MW entrando en operación en Julio de 2015; y Carapé II

(Vengano) con 43,1 MW entrando en operación en Setiembre de 2015. Bajo esta convocatoria están aún en construcción, al momento de desarrollo de este caso, Kiyu (Grupo Cobra), Cerro Grande (Ladaner) y Nuevo Pastorale I (Vientos de Pastorale).

Hubo un último llamado en mayo de 2012, bajo el Decreto 158/012, donde se habilitó la instalación de parques con generación eólica a los consumidores industriales, y se fijaron las condiciones de contratación con UTE. Aquí se presentaron muy pocos, el ejemplo más desarrollado es el del Parque Eólico Marystay (1.8 MW).

Finalmente, debe mencionarse que existen proyectos privados que están en operación y que no responden a una convocatoria en particular. Estos proyectos venden directamente al precio del mercado spot en cada momento del tiempo, y están trabajando para poder vender a particulares y/o exportar. Esto todavía no ha ocurrido pero la legislación lo permite. Allí se pueden encontrar 117,5 MW distribuidos en varios parques: Ventus I (9 MW), Rosario (9 MW), Maldonado II (50 MW) y Florida II (49,5 MW), entre otros. En este mismo marco existen proyectos en desarrollo por aproximadamente 37 MW distribuidos en 6 parques.

5. Proyectos Ejecutados Directamente por UTE

UTE comienza su participación en el sector de generación eólica en el año 2000 con una planta piloto de 0.15 MW, instalada por parte de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

Es en el marco de un Programa de Conversión de Deuda con España, que permitía a Uruguay condonar deuda a través de la compra de equipos de origen español, que se desarrolla un primer parque eólico por parte de esta empresa, incorporando 10 MW, integrado por 5 aerogeneradores. En base a los buenos resultados se propuso la instalación de un segundo parque de igual tamaño. El primero está en operación desde diciembre de 2008 y el segundo desde junio de 2010.

A partir de allí, UTE comenzó un proceso de trabajo para profundizar su participación en el sector. Por un lado, desarrolló un parque eólico de 67.2 MW llamado Juan Pablo Terra, con fondos propios, cuya entrada en operación fue en diciembre de 2015. Mediante la contratación K 44143 adquirió a la empresa Nordex USA Inc. 28 aerogeneradores y mediante la contratación K44890 contrató, con la misma empresa, la construcción llave en mano del parque eólico, y la subestación de conexión a la red de trasmisión.

Asimismo, en febrero de 2015 UTE inauguró un segundo parque de 65,1 MW, desarrollado por la empresa Rouar S.A., integrada por capitales provenientes de la propia empresa pública UTE y Eletrobras de Brasil (50%-50%), en el marco de un acuerdo para el trabajo conjunto en proyectos de energía eólica.

El último de los proyectos de UTE que está en operación, desde septiembre de 2016, es el Parque Pampa. Dicho parque es desarrollado por UTE, financiado 70% por organismos multilaterales de crédito y el resto por banca nacional, con participación de inversores minoristas y fondos de pensión. Este punto se detalla más adelante en el presente caso.

Finalmente, además, UTE cuenta con tres proyectos en construcción. Por un lado, tiene dos proyectos de 70 MW (Colonia Arias y Valentines). Estos siguen un esquema similar al de Pampa, pero sobre los mismos se profundiza en apartados posteriores. Por otro, en el marco de un leasing operativo, la empresa Teyma fue adjudicada para construir y operar en Palomas (Departamento de Salto) un parque de 71 MW. En base a este contrato la empresa es responsable del desarrollo, la ingeniería y la construcción del parque, así como su posterior operación y mantenimiento por un periodo de 20 años, retribuyéndose mediante el pago de una cuota mensual por parte de UTE.

6. Financiamiento Privado

6.1 Proyectos privados

En 14 de los proyectos privados ejecutados a partir de los llamados realizados por UTE, relevados por Infrastructure Journal, en modalidad Project Finance, el 82% en promedio fue financiado por un tramo de deuda, en el que ha participado principalmente Banca Multilateral y de Desarrollo (BID, Banco Mundial, CAF, EXIM de EEUU, FMO de Holanda, KFW y DEG de Alemania, EKF de Dinamarca, DNB de Noruega, entre otros), Banca Internacional o su filial local (Santander, Citigroup, BBVA, Deutsche Bank, entre otros) y el Banco de la República Oriental del Uruguay, estructurando con plazos de hasta 18 años, con estructura de deuda subordinada de hasta 10 años.

El restante 18% ha correspondido al tramo de capital privado. Allí han participado empresas internacionales como Akuo Energy, Grupo Cobra, Sowitec Group, San Jose Group, Corporación América, Contreras Hermanos, así como empresas internacionales con filiales locales, como Abengoa, o grupos de empresarios locales como Grupo Otegui.

6.2 Proyectos Públicos con Participación Privada

UTE, como empresa pública, tiene la potestad de financiarse mediante el mercado de valores, y lo ha hecho en el pasado por medio de diferentes herramientas.

Por ejemplo, ha emitido Obligaciones Negociables. Dicha herramienta representa el símil en Uruguay de lo que internacionalmente se llaman bonos corporativos. Tienen vencimiento preestablecido y una tasa de interés fija o reajustable, pero pactada previamente. No implica participación en la propiedad de la empresa. La empresa emisora se compromete a reintegrar el capital y pagar los intereses correspondientes en los plazos establecidos. Es posible que la UTE haya utilizado parte de los fondos obtenidos por medio de ese vehículo en el desarrollo de estos proyectos. Entre 2011 y 2015 UTE emitió ONs por US$ 602 millones.

Por otra parte, UTE ha hecho participar directamente al sector privado en algunos proyectos. Para ello la empresa ha utilizado la herramienta de los fideicomisos. El fideicomiso es el negocio jurídico por medio del cual se constituye la propiedad fiduciaria de un conjunto de derechos, que son transmitidos por el fideicomitente al fiduciario, para que los administre, en beneficio de una persona (beneficiario), que es designada en el mismo, y la restituya al cumplimiento del plazo o condición al fideicomitente o la transmita al beneficiario. El fiduciario emite títulos que son comprados por los inversores y recibe un capital que se administra a efectos de llevar adelante un proyecto, junto con los bienes aportados por el fideicomitente, de acuerdo a un contrato llamado “contrato de fideicomiso”. Algunos fideicomisos emiten títulos de renta fija.

UTE ha utilizado fideicomisos financieros, emitiendo certificados de participación. A partir de dicha iniciativa han participado inversores minoristas y las Administradoras de Fondos de Ahorro Previsional (AFAPs).

En el caso del Parque Pampa la inversión total fue US$275 millones, de los cuales un 70 % fue financiado por la banca internacional (KfW y Bayern LB con soporte de Euler-Hermes Alemania), y el 30 % restante es financiado por banca nacional, a través de socios minoristas e institucionales, por el medio antepuesto.

En el Parque Arias, por otra parte, la inversión total fue US$ 178 millones, con US$ 124 millones de endeudamiento del fideicomiso financiado por Banca Multilateral (Banco Interamericanos de Desarrollo), y US$ 54 millones al aporte de capital. De ese aporte de capital, 20% fue incluido por la propia UTE, y el restante 80% se apeló a la contribución de inversores privados, con US$ 15 millones de certificados para inversores minoristas y US$ 28 millones para inversores institucionales y público en general.

Por último, en el caso de Valentines, parque que aún no está en operación, UTE hizo algunos cambios. La inversión total del parque será de US$ 175 millones, de los cuales US$ 120 millones corresponden al tramo de deuda, en este caso encargada también al Banco Interamericano de Desarrollo. Por otra parte, US$ 55 millones constituyen el capital propio de una sociedad anónima generada, donde el 80% corresponde a los inversores particulares y 20% a UTE. Para el tramo de inversores particulares, UTE emitió acciones. Del porcentaje emitido, que equivale a US$ 44 millones, prácticamente la mitad se destinó al tramo minorista (inversores individuales y pequeños ahorristas) y la otra para el mayorista (inversores institucionales, AFAP y aseguradoras). Para los pequeños ahorristas, UTE recibió suscripciones entre el 14 y el 20 de diciembre de 2016 por un mínimo de US$ 100 y un máximo de US$ 2.000 dólares por inversor, a través del Corredor de Bolsa Sura SA. Esta suscripción se pudo realizar en una red de cobranza que existe en todo el país: Red Pagos. Paralelamente, quienes deseaban invertir montos mayores (hasta US$ 20.000), podían hacerlo directamente a través de Corredores de Bolsa, Bolsa Electrónica de Valores y bancos locales. El total de acciones puestas a la venta en esta etapa sumó entonces US$ 20 millones.

7. Discusión

La presente sección presenta un análisis de información recopilada de entrevistas y diálogos realizados a diferentes actores del sector durante los meses de noviembre y diciembre de 2016 en Uruguay.

El pasaje de 0 MW de potencia instalada de energía eólica (0% de la red) a 920 MW a junio de 2016 (24%) ha sido el producto de un esfuerzo sustantivo, del cual se desprenden tanto buenas prácticas como importantes lecciones aprendidas.

En el primero de los llamados, que era una licitación pequeña, de 20 MW específicos a eólicas, con pocas garantías exigidas, algunas empresas se presentaron en la licitación para luego salir a vender los proyectos. Ello implicó que alguno de 4 proyectos ganadores no se realizara, otros fueran efectivamente desarrollados por las empresas ganadoras, es el caso de Kentilux, y otros fueran desarrollados por empresas que compraron los proyectos a otros, como en el caso del proyecto Pintado (con Luz de Mar y Luz de Loma).

En esta primera etapa ya se fue generando cierta experiencia, que fue modificando el formato del contrato tipo utilizado en las etapas posteriores. Por ejemplo, en este primer contrato la paramétrica de ajuste anual de precios se calculaba incorporando la tasa Libor. UTE intentó generar una fórmula relativamente sofisticada y así resolvió su utilización. Posteriormente, su utilidad fue cuestionada y se corrigió en las etapas posteriores.

También hubo un proceso de aprendizaje al respecto del tamaño de los contratos, y en los siguientes ya se incluyeron contratos para parques de mayor tamaño que atrajeran a jugadores más importantes, con garantías más altas. De todas formas, desde el primer momento el mercado valoró positivamente estas iniciativas, y a UTE como empresa pública contraparte seria. Allí se notó cierta reputación de la misma en el mercado, por su solidez.

Ya en el segundo de los llamados, los oferentes participaron con una garantía de mantenimiento de aproximadamente US$ 1 millón y con eso fueron a buscar financiamiento a los bancos. Se presentaron allí tanto constructoras como desarrolladores. En las primeras etapas los pliegos habrían estado bien estructurados, y UTE proponía un contrato a partir del cual se aceptaban las condiciones estipuladas en el pliego. No obstante, de acuerdo a agentes entrevistados, había posibilidad de mejorar lo que los contratos estipulaban en términos de step-in rights, procedimientos de arbitraje, valores de terminación, pedidos notificación de los bancos, entre otros.

Así es que los desarrolladores y constructoras comienzan a buscar financiamiento con bancos locales e internacionales para préstamos puentes. Sin embargo, los financiadores que tenían mejores condiciones y plazos, generalmente multilaterales, exigían un mayor detalle y certidumbre en los puntos antepuestos. Por ejemplo, debía clarificarse qué pasaría si UTE no pagaba, qué leyes se iban a utilizar (internacionales/nacionales) en caso de arbitraje, qué período de recuperación se daría a las empresas en caso de problemas para la ejecución de los proyectos, entre otros.

Esto llevó a una serie de negociaciones entre UTE y los desarrolladores para lograr que los proyectos fueran efectivamente bancables. A partir de este proceso es que se llega a un determinado contrato en el que todas las partes se sintieron cómodas y fue factible generar los proyectos. En este proceso las multilaterales tuvieron un rol importante. Su experiencia en otros países fue valorada.

A los desarrolladores, por otra parte, les interesaba particularmente que los organismos multilaterales o la banca de desarrollo participara de sus proyectos. Más allá de los plazos y condiciones, e incluso de la experiencia que podían presentar, al tener un préstamo con multilateral no se pagaba el Impuesto a las Rentas de los No Residentes (IRNR) que grava las rentas de fuente uruguaya, obtenidas por personas físicas y otras entidades, no residentes en la República. Dicho impuesto representa un 12%.

En cuanto a los procesos de licitación, desde el primer momento se lo percibió como transparente y bien comunicado, con reglas claras. Eso, conjuntamente con la mencionada reputación de UTE, incentivó a que desde las primeras etapas se presentaran más oferentes que los que la propia empresa esperaba.

Sin embargo, para esto también fue significativo el contexto internacional, en particular la crisis económica. En otro escenario es posible que los fabricantes no estuvieran dispuestos a participar en un mercado pequeño como el uruguayo. En el momento en que se desarrollaban estos proyectos, con la crisis en los mercados europeos, con caída de demanda de molinos, se generaron mejores condiciones para que las empresas fabricantes participaran. En este marco, también fue fundamental la percepción de que el mercado se continuaría desarrollando en el mediano plazo, detallado en el plan energético al que se hacía referencia al comienzo de este caso.

En el tercero de los llamados la lógica fue prácticamente la misma que en los primeros dos. Sin embargo, hay lecciones particulares. Por ejemplo, cuando se permite igualar el precio a los oferentes que habían perdido, como fuera explicado en el apartado anterior, UTE genera un incentivo para que se comience cuanto antes con la producción porque establece un premio aumentando el precio de venta a los proyectos vendieran

en el primer año. Sin embargo, los propios procesos llevados a cabo por la empresa pública podrían haber enlentecido los correspondientes a la firma de contrato con las empresas privadas, lo cual podría haber modificado el plan que tenían las mismas a los efectos de desarrollar rápidamente los proyectos.

Más genéricamente, otro asunto discutible es que no se haya esperado algo más de tiempo para hacer otro llamado, en lugar de ofrecer igualar a los que se habían presentado. Así, probablemente, se habría promovido mayor competencia, y quizás menores precios. El argumento en contra es que quizás eso hubiese implicado el desarrollo de estos proyectos en un contexto más desfavorable. Al respecto, UTE resolvió avanzar en este proceso por medio de esta herramienta y es difícil evaluar qué hubiera ocurrido si esperaba más tiempo para desarrollar más etapas.

De acuerdo a algunos agentes privados entrevistados, UTE podría mejorar la celeridad en la toma de ciertas decisiones. No obstante, también reconocieron a la empresa pública por su flexibilidad para negociar, su buena disposición para cambiar algunas condiciones si eran razonables, lo que también generó confianza y así se continuaran desarrollando los proyectos.

En cuanto al impacto de la legislación de exoneración impositiva, la herramienta de promoción específica para el sector, el Decreto No 354/009 declaraba promovidas una serie de actividades dentro de las cuales se encontraba la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales. La exoneración era la siguiente:

• 90% de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1o de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2017.

• 60% de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1o de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020.

• 40% de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1o de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023.

Estas exoneraciones sólo se podían aplicar a la energía eléctrica vendida en el mercado de contratos a término. Por ende, los beneficios eran aplicables a las empresas que específicamente se dedicaban al desarrollo de esta clase de proyectos, donde su ingreso principal provenía de esta actividad.

No obstante, otra posibilidad que existía era la de aplicar a los beneficios generales de la Ley de Inversiones, bajo el Decreto 455/007 primero y Decreto 002/012 posteriormente. Una empresa de cualquier rubro podía aplicar a los beneficios asociados a esta reglamentación, construir un parque, o una parte de un parque, y así exonerar impuestos por la renta de todo su grupo económico.

Así es que se incentivó a que algunas empresas, particularmente industriales, participen con proyectos para el consumo de energía propia, más pequeños que los parques realizados a través de los llamados previos, por dos motivos. En primer lugar, el costo de la energía había crecido en los últimos años y esta opción implicaba la producción y consumo de energía propia. En segundo, buena parte de sus beneficios, más allá de los ahorros por el autoconsumo, estaban en la exoneración de impuestos por su actividad usual. Una parte de la inversión se recuperaba por medio de la exoneración de parte del impuesto a la renta de las actividades económicas (IRAE) en algunos años posteriores a la inversión.

Así comienza el desarrollo de esta parte del mercado que no es resultado de contratos PPA con UTE. Las propias empresas accedían a préstamos corporativos, ampliaciones de sus propias líneas de crédito, y con eso financiaban los parques. Recuperaban la inversión por sus ahorros en el costo de la energía, por su disminución de impuestos y por la expectativa de venta sobrante al mercado spot.

Allí también apareció la posibilidad de invertir específicamente para vender al mercado spot. Grupos de inversores resolvieron arriesgarse al precio al que se pudiera acceder en el futuro. En los años en los que se desarrollaban estos proyectos, el precio del mercado estaba en niveles para los cuales esto se volvía razonable. Incluso, a pesar del riesgo de precio, en el marco de un aumento considerable en la potencia instalada, el BROU accedió a participar en el financiamiento. Este es el caso, por ejemplo, del Parque Eólico Libertad (7,7 MW). Son parques relativamente pequeños donde los empresarios armaron Sociedades Anónimas específicas para el desarrollo de inversiones particulares, asociadas a la evolución del mercado spot, sin acceder a los beneficios de la Ley de Inversiones en sus otros proyectos particulares.

Sin embargo, hubo empresas que sí fueron por este camino. Otra clase de inversor correspondía a aquella empresa de rubros no industriales, por ejemplo, de servicios, que con el principal objetivo de exonerar renta a través de la legislación antepuesta apostaban a desarrollar un proyecto pequeño sin el objetivo de consumo propio, apostando también al mercado spot. La diferencia con el anterior era que no sólo apostaban al mercado spot, la recuperación de la inversión estaba también asociada a la exoneración

del IRAE. En este marco participaron empresas de muy distintos rubros.

Para lograr escala, los desarrolladores de estos proyectos armaban una estructura de fideicomiso de administración. Así optimizaban técnicamente el proyecto (punto de conexión, medidor, etc.) y también los beneficios que podían accederse por la legislación de promoción de inversiones. Los fideicomitentes eran las empresas inversoras, que obtenían los beneficios por los molinos, y las obras comunes, propiedad del fideicomiso, eran presentadas para obtener exoneraciones por separado. Ese es el caso, por ejemplo, del Parque Rosario (9MW), Parque 18 de Julio (10 MW), Parque Villa Rodriguez (10 MW), María Luz (10 MW) y Parque Solís de Mataojo (10 MW).

Son parques pequeños porque lo que era realmente importante para estas empresas, en el momento de invertir, no era la escala (que afectaba el factor de planta), era la exoneración del IRAE. Principalmente apostaban al beneficio financiero. Proyectos más grandes habrían requerido pasar por la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) y obtener los permisos, la autorización ambiental, que exigía la legislación. Eso habría demorado el beneficio financiero antepuesto. Esto trajo complicaciones por demandar tantas conexiones a la red, pero se logró un precio por parque entregado llave en mano, por MW/h, que fue bien recibido por los inversores y no se alejaba de lo que se había generado en los parques más grandes, en los llamados a PPA realizados por UTE.

Así pues, esta clase de proyectos fue muy apalancada por la legislación de promoción de inversiones. El financiamiento a los proyectos, paralelamente, fue brindado por bancos como HSBC, BBVA, ITAU, Santander, etc., con préstamos corporativos.

Por otra parte, también hubo un proyecto privado armado en el marco de un fideicomiso financiero para captar inversores privados pequeños, por medio del mercado de capitales. La razonabilidad era que el sector podía presentar proyectos muy transparentes. Una vez que se termina la obra hay poca gestión humana, lo que se genera es fácilmente auditable y se vende, y los precios son públicos. El riesgo que nuevamente se asumía era el riesgo de precio. En ese marco, finalmente, este proyecto no se hace por medio de una emisión pública, sino en base a una oferta privada, y se colocaron US$ 20 millones (participaciones entre US$ 20.000 y US$ 4 millones), todas personas físicas. Hay 27 fideicomitentes, pero algunos son corredores de bolsa que representan más inversores. Fue un proyecto financiado completamente con capital privado (equity), de un total aproximado de 70 inversores.

No obstante, en términos de cantidad de MW de potencia instalada, esta clase de proyectos, aquellos que no responden a un PPA, representan una parte pequeña, algo más del 10% del total de los privados. La mayoría se obtuvo de los llamados ya revisados realizados por UTE y por los parques desarrollados específicamente por esta empresa pública.

Al respecto, otro tema mencionado por agentes privados entrevistados, es que la fuerte expansión de potencia instalada mencionada ha generado que, en la actualidad, sin años secos, exista más energía de la efectivamente necesaria. UTE, en este marco, por los contratos PPA celebrados, debe pagar por lo generado y por lo que se dejó de generar.

El resultado es que algunos agentes privados cuestionan si no se invirtió más de lo debido. Sin embargo, en este marco, debe contemplarse que este resultado está justamente muy atado a que no han sido años secos y que ha habido disponibilidad de energía hidráulica. Es el resultado de un contexto particular. UTE apostó por una mayor disponibilidad, para poder afrontar escenarios menos favorables.

Lo que sí implica el resultado antepuesto es que el precio del mercado spot está relativamente bajo, debido a la cantidad de parques y oferta de energía hidráulica en años sin sequía. Así, los proyectos que se arriesgaron al mercado spot están intentando exportar y/o vender directamente a industriales.

Al respecto de la exportación, algunos privados han avanzado con contratos con Edesur S.A. Argentina. El contrato es interrumpible y todas las semanas se puede negociar precio y a partir de allí generar la exportación. Hasta el momento de desarrollo de este caso aún no se había exportado porque no se tenía el permiso de exportación por parte del Gobierno de Uruguay, ni el permiso de importación desde la parte argentina.

La otra opción es la venta a particulares, a grandes clientes. Hay dos caminos. La reglamentación uruguaya prevé que se pueden hacer contratos entre grandes consumidores (más de 250 KW de potencia contratada). Para que el sistema esté equilibrado hay dos vías: el contrato de energía; el contrato de potencia firme que respalde la energía. La lógica del segundo es que se podría hacer un

contrato con empresas que tienen potencia firme, por ejemplo, con una de biomasa, vender la energía eólica (actualmente entendida como "no firme") a la empresa cuando la necesita, y esperar a que UTE convoque a la empresa que tiene la energía firme cuando la necesite con precio relativamente más caro.

Al respecto de este asunto, debe contemplarse que la generación eólica disminuye la demanda, y así las necesidades de potencia firme. Aún parecería haber lugar para racionalizar la reglamentación asociada a potencia firme o no firme, y sus definiciones, en este nuevo contexto de mayor potencia instalada de fuente eólica.

En este marco, un punto que suele discutirse, por ciertos agentes privados, es que el Estado promovió la inversión a través de exoneraciones tributarias, y que algunas empresas se arriesgaron al mercado spot con unas condiciones de mercado que cambiaron. El hecho de que se esperen 1.400 MW de potencia instalada, después de las ampliaciones de los llamados y de las inversiones que se esperan realizar, afecta a aquellos inversores que se arriesgaron al precio spot. De acuerdo a lo ya explicitado, la base de esta discusión es que el Estado apostó por una mayor seguridad, pensando en estar preparado para afrontar escenarios meteorológicos menos favorables.

8. Conclusiones

El aumento de la contribución de la energía eólica en la matriz de generación de energía eléctrica de Uruguay responde a una serie de factores asociados a las políticas desarrolladas. Algunos representan buenas prácticas, en el marco de un contexto particular, pero también aparecen algunas lecciones aprendidas que se desprenden de esta experiencia.

Al respecto de las primeras, las buenas prácticas, es destacable el compromiso político para desarrollar el mercado, con un plan de mediano y largo plazo acordado políticamente, el fortalecimiento de las capacidades públicas y privadas para su promoción, y el ajuste de la legislación. Al respecto de este último, debe mencionarse específicamente la posibilidad de trasladar a tarifas la compra de energía a precios obtenidos por las subastas generadas, la legislación de promoción de inversiones, los cambios de la legislación asociada al despacho, y las modificaciones al respecto del arrendamiento. Por otra parte, es relevante considerar como buena práctica la transparencia de todos los procesos desarrollados por la empresa estatal UTE, estableciendo reglas de juego claras. Allí debe incluirse el propio proceso de aprendizaje por el que pasó la empresa en las diferentes etapas, con cierta flexibilidad para ir modificando distintos aspectos revisados de los contratos, para lograr la bancabilidad de proyectos por medio de Project Finance, y para negociar con los proveedores. Todo esto ha fortalecido la imagen de UTE como contraparte y su reputación a lo largo de este proceso ha generado confianza en los inversores.

Paralelamente, las políticas desarrolladas fueron apoyadas por un contexto razonablemente favorable para que se efectivizara el éxito analizado en el desarrollo del sector. Había oferta de molinos a nivel internacional y las empresas productoras estaban interesadas en colocarlos. El Gobierno Uruguayo aprovechó este contexto para desarrollar fuertemente el mercado, incluso cuadriplicando su objetivo de potencia instalada, de 300 MW a más de 1.200 MW.

Asimismo, debe destacarse que el desarrollo del sector ha implicado un esfuerzo particularmente alto de financiamiento privado utilizando diferentes vehículos. Los proyectos privados que responden a llamados de UTE han sido en general desarrollados bajo modalidad *Project Finance* con participación de Banca Multilateral, Banca Local y Banca Internacional encargándose de diferentes tramos de deuda, así como también han requerido un esfuerzo sustantivo en aporte de equity por parte de los desarrolladores. Asimismo, la UTE, con proyectos propios, ha utilizado diferentes herramientas disponibles del mercado de capitales para captar inversores minoristas e inversores institucionales.

Finalmente, la legislación de promoción de inversiones ha promovido el desarrollo del sector. En primer lugar, con beneficios sustantivos para aquellas empresas y proyectos que se dedicaran específicamente a la generación de energía mediante contratos PPA con UTE. En segundo, con beneficios a empresas de otros rubros, que apostaron a desarrollar proyectos eólicos pequeños para autoconsumo y para venta en el mercado spot, por fuera de contratos PPA, que hicieron uso de esta oportunidad de apalancamiento brindada por la legislación.

Por otra parte, como lecciones aprendidas, UTE seguramente pueda seguir fortaleciendo su accionar para aumentar la celeridad de sus procesos, sin perder la rigurosidad necesaria para mantener su reputación. Asimismo, de acuerdo a los agentes entrevistados, también es posible que de este proceso se desprendan, en el mediano plazo, lecciones al respecto de la planificación.

Al respecto, es necesario esperar al mediano plazo para valorar, de forma rigurosa, el punto anterior. Sólo en un período más extenso de tiempo, cuando probablemente deban incluirse años secos, que impacten en las posibilidades de generación de energía hidráulica, y aumenten la demanda de energía eólica, se podrá realizar un análisis de la eficiencia de la estrategia desarrollada y de todo el proceso. Lo que sí es evidente, de acuerdo a lo ya explicitado, es que se realizó un apuesta por una mayor disponibilidad, para que el país estuviera efectivamente preparado para afrontar escenarios menos favorables.

Notas

[1] Datos aproximados en base a cálculos que se citan en párrafos posteriores.

[2] Calculado a partir de: Resultados del Ejercicio del período 2011-2015 publicados por la IM – UESU; y Estados de Ejecución Presupuestal / Presupuesto 2011-2015 publicados por OSE.

[3] Calculado a partir de Estados de Ejecución Presupuestal publicados por UTE y ANCAP en el período 2011-2015.

[4] Calculado a partir de información obtenida del Infrastructure Journal.

[5] Tomados de página web de BEVSA.

[6] Calculado a partir de información obtenida del Infrastructure Journal.

[7] Obtenido de Presentación de Ronda Uruguay 3 - Offshore Uruguay Exploration Update.

[8] Calculado a partir de información obtenida de la Dirección Nacional de Vialidad.

[9] Calculado a partir de Estados Contables de ANP.

[10] Calculado a partir de Balances y Resultados de Ejecución publicados por AFE.

[11] Calculado a partir de Rendición de Cuentas publicado por la CGN.

[12] Datos tomados de la prensa.

Referencias

Capurro, A., Fraga, F., Harguindeguy, S., Oddone, G. (2015). "Financiamiento de Infraestructura: Apuntes sobre la Experiencia Internacional y Reflexiones para el Caso Uruguayo". 2015. Documento de Trabajo; CEEIC.

Echeverría, J.L. (2016). "Desafíos y Alternativas del Financiamiento de los Proyectos PPP". Presentación en Ciclo de PPP Organizado por Corporación Nacional para el Desarrollo.

Inderst, G., Stewart, F. (2014). "Institutional Investment in Infrastructure in Developing Countries. Introduction to Potential Models". Policy Research Working Paper 6780; World Bank.

Ministerio de Economía y Finanzas (2014). "Financiamiento de Proyectos de Participación Público Privada". Documento Para Discusión; MEF.

Ministerio de Economía y Finanzas (2014). "Proyecto de Presupuesto Nacional 2015-2019 - Exposición de Motivos - Capítulo VI". – El Uruguay del Crecimiento.

Pereyra,. A. (2003). "Marchas y Contramarchas en la Concesión de Carreteras en Uruguay". Documento No. 17/03; Universidad de la República - Facultad de Ciencias Sociales - Departamento de Economía.

Rodriguez, H. (2013). "Evaluación Final – Programa de Energía Eólica en Uruguay". PIMS 2292 (ATLAS ID 00047426-Project ID. 00056968); Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.

Serebrisky, T., Suárez-Alemán, A., Margot, D., Ramirez, M.C. (2015). "Financing Infrastructure in Latin America and the Caribbean: How, How Much and by Whom?" IDB Monograph (Infrastructure and Environment Sector); IDBMG-377.

Uruguay XXI (2016). "Promoción de Inversión y Exportaciones. Regímenes Promocionales para la Inversión – Guía del Inversor".

Uruguay XXI (2016). "Promoción de Inversión y Exportaciones, 2016 - Participación Público Privada".